

**Bruk av naturgass i fastlands-Norge;
reguleringsregimet for gassrørledninger og
synspunkter på eierskap og drift av ledningene.**

Kandidatnummer:

504

Veileder:

Professor Erling Selvig

Leveringsfrist:

25. april 2006

Til sammen 16287 ord

15.11.2006

Innhold:

1.	Utgangspunkter	side	1
2.	Bakgrunnsteppet	"	6
3.	Nettbasert transport av gass	"	11
3.1	EU's gassmarkedsdirektiv	"	11
3.2	Reguleringsregimet for gassrørledningene på norsk kontinentalsokkel	"	15
3.3	Gjeldende reguleringsregime for gassrørledningene på fastlandet	"	25
4.	Transport av elektrisitet	"	29
4.1	EU's elektrisitetsmarkedsdirektiv	"	29
4.2	Gjeldende norsk reguleringsregime for transport av elektrisitet	"	30
5.	Finansiering av transmisjonsledninger for gass og eierskap til ledningene	"	42
6.	Fremtidig regime for nettbasert transport av gass på land i Norge	"	50
6.1	Endringer knyttet til gjennomføring av nytt EU-direktiv	"	50
6.1.1	Regulatorfunksjonen	"	52
6.1.2	Systemoperatør for ledningsnettet	"	54
7.0	Oppsummering og konklusjon	"	57

Vedlegg:

1. Gassmarkedsdirektivet 2003/55/EF
2. Petroleumslovforskriften, FOR 1997-06-27, kap. 9
3. Naturgassforskriften, FOR 2003-11.14
4. Elektrisitetetsmarkedsdirektivet 2003/54/EF
5. Energilovforskriften, FOR 1990-12.07 nr. 959
6. Kontrollforskriften, FOR 1999-03-11 nr. 302

Litteraturliste:

1. Andersen, Per Conradi og Per Håkon Høisveen: *Energiloven med forskrifter og kommentarer*, 2. utgave, Oslo 1995.
2. Eckhoff, Torstein og Eivind Smith: *Forvaltningsrett*, 7. utgave, Oslo 2003.
3. *EØS-rett*, Fredrik Sejersted ... (et al.), Oslo 2004.
4. Falch, Ingvald: *Rett til nett. Konkurransen i nettbunden sektor*, Oslo 2004.
5. Falkanger, Thor og Kjell Haagensen (red.): *Vassdrags- og energirett*, 2. utgave, Oslo 2002.
6. Karset, Martin, Torkjel Kleppo Grøndalen og Amund Lunne: *Den nye reguleringen av oppstrøms gassrørledningsnett*, Sjørettsfondet 2005.
7. Martinsen, Gunnar, Jens F. Bibow og Frode Støle: *Energiloven med kommentarer*, 1. utgave, Oslo 2004.
8. Moen, Ketil og Sondre Dyrland: *EUs gassmarkedsdirektiv*, Oslo 2001

1. Utgangspunkter.

1) *Faktisk bakgrunn.* Utgangspunktet for oppgaven er sannsynligheten for at det nå kan bli bygget rørledning for overføring av gass i Norge, typisk fra ilandføringspunkt på norsk vestkyst til mulige brukere av gass på Østlandet eller i Trøndelag. Dette vil gi grunnlag for et innenlands norsk gassrørledningsnett av et visst omfang.

Stortinget har i en rekke dokumenter gitt uttrykk for ønske om utvidet bruk av naturgass i fastlands-Norge. Våren 2005 ble Gassco AS bedt om å utrede grunnlaget for å etablere gassrør fra henholdsvis Tjeldbergodden til Trondheim/Skogn og fra Kårstø til Grenland i Telemark. Delrapport som konkluderer med at arbeidet med gassrør til Grenland (og videre til Vest-Sverige) videreføres, ble levert Olje- og energidepartementet (OED) i desember 2005. Fase II i dette arbeidet skal avklare det forretningsmessige grunnlaget for prosjektet og skal være ferdigstilt høsten 2006.

Med dette utgangspunktet drøfter oppgaven hvordan reguleringsregimet for slik innenlands gasstransport bør utformes, hvordan rørledningen evt. vil kunne finansieres og eies og hvordan systemansvaret og regulatorfunksjonen mest hensiktsmessig bør organiseres.

Bruken av naturgass planlegges til erstatning for mer forurensende energibærere så vel som råstoff for ny industriell virksomhet. Gassrørledning fra vest til øst er imidlertid kostnadskreven og gasskraftverk kan vise seg å være en nødvendig forutsetning for at volumgrunnlaget skal være tilstrekkelig til å forsvare investeringen. I lys av den anstrengte kraftbalansen i Norge, synes det også etter hvert å fremstå som rimelig klart at behovet for ny kraft i form av gasskraft er nødvendig dersom kraftkrise skal unngås.

Transportøkonomisk er det viktig hvor slik kraftproduksjon plasseres og Midt- Norge og Østlandet fremstår som den optimale lokalisering.

De analyser som foreligger viser at gasskjøpernes betalingsevne for transport av gassen kan være utilstrekkelig til å dekke det transporten faktisk koster. Dersom gassrørledning til Østlandet resulterer i at det i dette området bygges gasskraftverk, vil imidlertid elektrisitetsforsynings nettinvesteringer kunne reduseres med i størrelsesorden 1 milliard kroner. Det vil kunne bli spørsmål om nettselskapene innen en slik ramme er rede til å bidra til finansieringen av gassrørledningen for derved å unngå nettinvesteringen. Stortinget har på sin side ved flere anledninger gitt uttrykk for vilje til å støtte utbyggingen av infrastruktur for å fremme innenlands bruk av naturgass.

2) *Internasjonale forpliktelser.* EØS-avtalen gir føringer for utformingen av reguleringsregimet for gass. EU vedtok sitt første direktiv om felles regler for det indre marked for naturgass i 1998, direktiv 1998/30/EF. Direktivet ble gjennomført i norsk rett med naturgassloven av 28. juni 2002, nr. 61. For ytterligere å styrke det indre marked for energi, vedtok EU i 2003 den såkalte energimarkedspakken. Energimarkedspakken består av 3 elementer:

- (i) Direktiv 2003/54/EF om felles regler for det indre marked for elektrisitet til erstatning for det tidligere elektrisitetsdirektivet fra 1996 (1996/92/EF).
- (ii) Gassmarkedsdirektivet 2003/55/EF som erstattet direktivet fra 1998 referert ovenfor.
- (iii) Forordning om adgang til nett ved grenseoverskridende elektrisitetsutveksling (forordning nr. 1228/2003).

EØS-komitéen besluttet i desember 2005 å innlemme EU's energimarkedspakke fra 2003 i EØS-avtalen og norsk lovgivning må nå i nødvendig utstrekning tilpasses disse nye rettsaktene fra EU.

Gassmarkedsdirektivet gjelder så vel oppstrøms som nedstrøms¹⁾, men for virksomheten oppstrøms medfører direktivet av 2003 ingen materielle endringer sammenholdt med direktivet fra 1998. For nedstrømsnett er den vesentligste endringen at direktivet pålegger

regulert tredjepartsadgang²⁾ mot tidligere opsjon til også forhandlet adgang. Vertikalt integrerte³⁾ selskaper må skille ut rørledningsvirksomheten i egen juridisk enhet.

Gassmarkedsdirektivet av 2003, jfr. artikkel 28, gir markeder under oppbygging og isolerte markeder anledning til å oppnå unntak for en periode fra viktige bestemmelser i direktivet, herunder kravene om regulert tredjepartsadgang og om selskapsmessig juridisk skille. Av EØS-vedtaket fra desember 2005 fremgår det at Norge er klassifisert som et gassmarked under oppbygging. Begrunnelsen for at det er gitt adgang til unntak er å oppmuntre utbyggingen av ledningsnett; spesielt regulert tredjepartsadgang vil kunne representere et usikkerhetsmoment for potensielle investorer med redusert investeringsvilje til følge.

Hvorvidt kraftbransjen innen rammen for sparte nettinvesteringer som omtalt under punkt 1) ovenfor – evt. staten direkte gjennom statstilskudd – kan bidra finansielt til bygging av gassrørledningen uten at dette kommer i strid med internasjonale forpliktelser, er et spørsmål som må vurderes i lys av EØS-avtalen og avtalens konkurranseregler.

¹⁾Ledningsnettet oppstrøms defineres som rørledningen fra produksjonsinnretning til havs og frem til mottaksterminal på land i Norge, evt. også videre til endelig landfall i utlandet (eksempelvis Emden i Tyskland). Ledningsnettet nedstrøms er den videre gassledning fra slik mottaksterminal til endelig bruker.

²⁾Tredjepartsadgang innebærer at andre enn eier – tredjepart – har rett til skipe gass gjennom ledningen. Regulert adgang innebærer at tariffen for bruk av ledningen skal være myndighetsgodkjent og publisert mens forhandlet adgang betyr kommersielle forhandlinger i det enkelte tilfelle mellom kjøper og selger av transporttjenesten.

³⁾Et gassrørledningsselskap er integrert vertikalt når det i tillegg til transportfunksjonen også er engasjert i produksjon og/eller omsetning av gass.

3) *Norske gassrørledninger*. Oppstrøms er eierskapet av gassrørledningsnettets på kontinentalsokkelen nå i det vesentlige samlet i interessentskapet Gassled med Gassco AS som operatør. Gjeldende reguleringsregime fremgår av petroleumsloven med tilhørende forskrift. Tredjepartsadgang ble innført som konsekvens av gassmarkedsdirektivet av 1998 og etter betydelig motstand fra norsk side. Tariffregimet er under myndighetskontroll ved at departementet fastsetter den avkastning som transportledningene skal gi. Som operatør har Gassco et to-delt ansvar; det særlige operatøransvaret som innebærer på vegne av samfunnet å ivareta ressursutnyttelsen på kontinentalsokkelen og det alminnelige operatøransvaret på vegne av eierselskapene i interessentskapet Gassled.

Landverts rørtransport av gass i Norge er så langt av begrenset omfang. Lovgivningen – naturgassloven og naturgassforskriften – bærer preg av å være et rammeverk og overlater stor avgjørelsesmyndighet til forvaltningens diskresjonære skjønn. Tredjepartsadgang er etter gjeldende lovgivning forhandlet og det er ikke krav om at vertikalt integrerte selskaper skiller ut virksomheten knyttet til rørledninger i eget selskap. Regulatorfunksjonen er tillagt departementet (OED).

Stortinget vil i løpet av vårsesjonen 2006 vedta nødvendige tilpasninger i norsk lovverk for å være i pakt med kravene i det nye gassmarkedsdirektivet og regjeringens forslag om lovendringer er fremmet i Ot.prp. 57 (2005-2006). Et interessant spørsmål har etter min vurdering vært hvor langt norske myndigheter velger å gå, herunder om man vil basere seg på de unntak som det er gitt åpning for eller ikke. Det er min vurdering at tiden burde være moden for å etablere et mer presist regelverk som ikke i samme utstrekning som nå overlater beslutningene til forvaltningsskjønn og at det derfor kan være grunn til å gå lenger i lovrevisjonen enn det minimum som EU's gassdirektiv krever. Foreliggende forslag reflekterer imidlertid ikke et slikt syn.

I en slik "utfylling" av gjeldende regelverk – naturgassloven og naturgassforskriften – ville transportregimet for gass på kontinentalsokkelen kunne gi et godt utgangspunkt for de

vurderinger som må gjøres når reguleringen av ledningsnett for transport av naturgass på land i Norge skal gjennomgås.

4) *Elektrisitetssektoren som modell for reguleringen også av gass.* Med hensyn til markedsåpning for handelen med elektrisitet er Norge med energiloven fra 1990 fortsatt i forkant av den internasjonale utviklingen og det nye markedsdirektivet for elektrisitet krever ingen endring av betydning i det norske reguleringsregimet. Den vesentlige bestemmelsen om regulert tredjepartsadgang er allerede gjeldende norsk rett. Viktigste tilpasning i norsk regelverk blir kravet om at vertikalt integrerte selskaper med systemansvar eller med mer enn 100 000 nettkunder, må skille ut nettvirksomheten i egen juridisk enhet (konsernmodell).

Energiloven med forskrifter – særlig energilovforskriften og kontrollforskriften – er sammen med reguleringen av gassledningsnettet på kontinentalsokkelen og med nødvendige tilpasninger, et godt utgangspunkt for etablering av et reguleringsregime for naturgass som er i samsvar med det nye gassmarkedsdirektivet. Det er et hovedmål for reguleringen av den norske kraftsektoren å legge til rette for et effektivt kraftmarked og en effektiv drift, utnyttelse og utvikling av elektrisitetsnettet. Dette er målsettinger som er på linje med EU's målsettinger for gassmarkedsdirektivet.

På denne bakgrunn har jeg valgt å gi en relativt detaljert fremstilling også av reguleringsregimet for transport av elektrisitet, jfr. kapittel 4 nedenfor.

5) *Rettskildesituasjonen.* De vesentlige kildene for denne avhandlingen er EU's energimarkedspakke som omtalt ovenfor, lov, forskrifter og rettslitteratur. Jeg er ikke kjent med relevant rettspraksis og rettspraksis er derfor heller ikke omtalt.

For å lette tilgjengeligheten til sekundærlovgivningen, er EU's markedsdirektiver og de sentrale forskriftene vedlagt uten at disse dermed inngår i avhandlingen som sådan. Med hensyn til rettslitteraturen viser jeg til litteraturliste foran (side II).

2.0 Bakgrunnsteppet.

Spørsmålet om utvidet innenlands bruk av naturgass i Norge står på den politiske dagsorden så vel knyttet til energi- som industripolitikk.

Norge er nå storprodusent av gass fra kontinentalsokkelen og gassen føres til land på en rekke steder langs kysten; foreløpig til Kårstø (Rogaland), Kollsnes (Hordaland) og Tjeldbergodden (Midt-Norge) og snart også til Melkøya utenfor Hammerfest og til Aukra ved Molde.

Etter prosessering blir imidlertid gassen eksportert ut av landet til Storbritannia og kontinental-Europa og utnyttes bare i helt marginale mengder innenlands – ca. 1 % av totalproduksjonen anvendes i Norge ⁴⁾. Norsk gasseksport dekker ca. 14 % av det europeiske gassforbruket og hele 30 % av forbruket i Frankrike og Tyskland ⁵⁾.

Situasjonen med marginal innenlands bruk av naturgass kan være i ferd med å endre seg. St.meld. 9 (2002-2003) ”Om innenlands bruk av naturgass mv.” (gassmeldingen) omhandler utvidet bruk av naturgass i Norge og hvordan myndighetene kan legge til rette for en slik utvikling. I Innst. S. nr. 167 (2002-2003) understreker et bredt stortingsflertall – alle med unntak av Sosialistisk Venstreparti – betydningen av å øke innenlands bruk av naturgass. Flertallet viser til at bruk av naturgass kan gi betydelige miljøgevinster ved å erstatte mer forurensende energikilder og støtter bruk av offentlige midler til utbygging av infrastruktur til energiformål.

St. meld. nr. 47 (2003-2004), ”Om innovasjonsverksemda for miljøvennlege gasskraftteknologiar mv.”, følger opp gassmeldingen og presenterer vurderinger av

⁴⁾ Kilde: Innst. S. nr. 167 (2002-2003).

⁵⁾ Kilde: OED's faktahefte 2005.

økonomien i ulike infrastrukturtiltak for å legge til rette for utvidet bruk av naturgass.

Stortingsbehandlingen av denne meldingen resulterte i at Gassco AS ble gitt i oppdrag å utrede grunnlaget for å etablere gassrør fra Kårstø til Grenland i Telemark og fra Tjeldbergodden til Trondheim og videre inn Trondheimsfjorden til Norske Skogs papirfabrikk i Skogn. Rapport fra dette arbeidet ble levert til departementet (OED) 14. desember 2005 ⁶⁾. Rapporten konkluderer med at arbeidet vil bli videreført med fokus på å etablere en naturgassledning fra Kårstø til Vest-Sverige med grenrør til Lista, Rafnes og Østfold. På bakgrunn av det faktum at planene om et gasskraftverk i Skogn foreløpig er lagt på is, videreføres ikke arbeidet med gassrør fra Tjeldbergodden til Trondheim og Skogn i denne omgang. For gassrørprosjektet til Sør- og Østlandet og Sverige er neste milepel høsten 2006 da fase II av arbeidet skal være avsluttet. På dette stadium vil det bli avgjort om det er grunnlag for å sette i gang det mer detaljerte prosjekteringsarbeidet. Eventuell gassrørledning med en antydnet årlig kapasitet på 6-7 milliarder kubikkmeter naturgass og 650.000 tonn etan, skal være ferdig i 2010/2011. Interessen for prosjektet demonstreres ved det faktum at kostnadene for fase II – budsjettert til 14 millioner kroner – er sponset av til sammen 18 industriselskaper og kommuner med potensiell interesse for prosjektet.

I industrien vil naturgass – som anført i ovennevnte Innst. S. nr. 167 (2002-2003) – kunne erstatte andre mer forurensende fossile brenslers. Slik sett vil bruken av gass være et bidrag til å oppfylle landets folkerettslige forpliktelser under Kyoto-avtalen om reduksjon av klimautslippene. Gass kan også gi grunnlag for ny industriell aktivitet. Avgjørende for at etterspørselen etter gass skal få det tilstrekkelige volum til å forsvare investeringen i store kostnadskrevenne gassrør over lange avstander, er imidlertid situasjonen på elektrisitetsmarkedet. Det er vanskelig å tenke seg akseptabel økonomi for overføringsrør for gass i Norge uten i kombinasjon med ett eller flere gasskraftverk. Jeg vil på denne bakgrunn kommentere den norske kraftbalansen noe nærmere.

⁶⁾ Brev fra Gassco til OED av 14.12.05 med div. vedlegg.

I et normalår for nedbør er Norge nå en betydelig importør av elektrisk kraft – i følge Statnett 8 Twh årlig ⁷⁾. I ti-års perioden 1996-2005 økte strømforbruket i Norge med 10 Twh pr. år – fra 114 Twh pr. år til ca. 124 Twh pr. år. I de siste 30 årene har årsforbruket økt med ca. 50 Twh ⁸⁾. Norsk produksjon av elektrisitet er for alle praktiske formål utelukkende basert på vannkraft og produksjonen er sårbar med hensyn til nedbør – kraftverkenes mulighet til å produsere kan variere med 60 Twh fra et ekstremt tørt år til et ekstremt vått år ⁸⁾. I nyere tid fremstår vinteren 2002/2003 som eksempel på at den norske kraftbalansen nå er anstrengt. Det nordiske kraftmarkedet er et integrert marked og høsten 2002 var karakterisert ved usedvanlig lave tilsig til vannkraftanleggene både i Norge, Sverige og Finland. Våren 2003 var det alvorlig frykt for ikke å komme gjennom ”vårknipa” uten å måtte ty til drastiske tiltak – for eksempel rasjonering eller utkobling av industrielle brukere – for å oppnå nødvendig reduksjon i forbruket. Denne situasjonen resulterte i økt oppmerksomhet på forsyningssikkerhet for elektrisitet i Norge. I St.meld. nr. 18 (2003-2004) uttales det under overskriften ”Tiltak for en mer robust kraftforsyning” at økt bruk av naturgass er et viktig element for en bredere og mer fleksibel energiforsyning; å ta i bruk gass vil både gi et bredere grunnlag for energiforsyningen og redusere sårbarheten ved tørrår.

Forbruksøkningen har sammenheng med industriens kraftbehov, den økonomiske utviklingen generelt og utviklingen i folks levevaner. Dette er trender som det synes lite realistisk å anta at vil endre seg fundamentalt – i hvert fall ikke på kort og mellomlang sikt. Tall fra Statistisk Sentralbyrå gir en interessant illustrasjon; byråets boforholdsundersøkelse viser at gjennomsnittsboligen i Norge økte fra 91 kvm. i 1973 til ca. 115 kvm. i 2004.

På denne bakgrunn synes behovet for ny kraftkapasitet rimelig klart og selv om alternative energikilder kan bli et interessant supplement, er det vanskelig å se at disse vil kunne bidra

⁷⁾ Kilde: Statnetts kraftrapport 03.05.

⁸⁾ Kilde: Pressemelding Statnett 27.12.05.

i det omfang som etterspørselsutviklingen synes å kreve.

Med utgangspunkt i ilandføringen til Kårstø, Kollsnes og Tjeldbergodden, utnyttes gass i det lokale nærområdet for så vel stasjonære formål som for transportformål. Med unntak for metanolfabrikken på Tjeldbergodden, er imidlertid gassvolumene som brukes innenlands foreløpig små. Distribusjonsnett for naturgass på land i Norge er for alle praktiske formål så langt begrenset til Rogaland der Lyse Gass AS (heleid datterselskap av kraftselskapet Lyse Energi AS) og Gasnor AS (med olje- og kraftselskaper som aksjonærer) til sammen har ledningsnett på i alt ca. 400 km ⁹⁾. Temaet for denne oppgaven er hvordan å legge til rette for ledninger med kapasitet for større gassvolumer over lengre avstander til områder med et potensielt betydelig behov for gass.

Det er særlig Østlandet og Trøndelag som har vært drøftet som mulig mål for en større gassrørledning, jfr. oppdraget gitt Gassco nevnt ovenfor. På Østlandet er det særlig konsentrasjonen av industriell virksomhet i Grenlands-området i nedre Telemark og i Østfold som har vært omtalt som aktuelle markeder. I disse områdene finnes en betydelig potensiell gassetterspørsel for industriell bruk.

Også med tanke på lokalisering av ny produksjonskapasitet for elektrisk kraft, er Østlandet og Midt-Norge særlig interessant. Det følger av produksjons- og forbruksmønsteret i Norge; både Østlandet og Midt-Norge er betydelige nettoimportører av kraft og transportøkonomisk vil det representere en stor økonomisk gevinst å kunne lokalisere mer produksjonskapasitet i disse områdene. Slik lokalisering av produksjon vil medføre at behovet for investeringer i ledningsnettet for overføring av elektrisk kraft reduseres betydelig. Statnett's beregninger viser at et gasskraftverk på 840 MW lokalisert på Tjeldbergodden med oppstart i 2009, gir en nettmessig gevinst i form av reduserte nettinvesteringer på 1050 mill. kroner (nåverdi). Gasskraft lokalisert til Østlandet gir tilsvarende gevinster knyttet til bortfall av ellers nødvendige investeringer i

⁹⁾ Kilde: *Lyse og Gasnor v/informasjonsavdelingene.*

kraftledningsnettet (ny overføringslinje fra Vestlandet) ¹⁰⁾.

¹⁰⁾ *Kilde: Vedlegg E til Gassco's rapport om gassrør til økt innenlands bruk av gass – ” Synergier mellom gass og kraft i Midt-Norge og på Østlandet (Statnett)”.*

3. Nettbasert transport av gass.

3.1 EU's gassmarkedsdirektiv 2003/55/EF

Det norske reguleringsregimet for transport av gass vil måtte utformes slik at det er i samsvar med EU's gassmarkedsdirektiv. Som tidligere nevnt erstattet direktiv 2003/55/EF det tidligere direktivet fra 1998 (1998/30/EF) som ble inkorporert i norsk rett i 2002 med naturgassloven. EØS- komitéen vedtok 2. desember 2005 å inkludere EU's energimarkedspakke i EØS-avtalen og Stortinget blir i St.prp. 57 (2005-2006) invitert til å gi sitt samtykke til vedtaket. Det innebærer at de felles regler for det indre gassmarked som ble vedtatt av EU i 2003, nå vil måtte gjennomføres i norsk rett i samsvar med EØS-avtalens § 7, dog med adgang til utsatt iverksettelse i samsvar med de unntaksbestemmelser som er nærmere omtalt i det følgende. I tid faller dette sammen med at spørsmålet om innenlands bruk av gass og rørtransport av gass på land i Norge er aktualisert som redegjort for ovenfor.

I gassmarkedsdirektivets fortale, punkt 4, fastslås det overordnede prinsipp om at EF-traktatens prinsipp om fri bevegelighet for varer og tjenester bare er mulig i et helt åpent marked der forbrukerne fritt kan velge leverandør og alle leverandører fritt kan levere til sine kunder. Dette er det grunnleggende utgangspunkt for energimarkedspakken og reguleringen av nettbasert transport av gass så vel som elektrisitet må ses i lys av at slike nett representerer naturlige monopoler¹¹⁾.

Det er betydelige likhetspunkter mellom elektrisitets- og gassmarkedsdirektivet og EU-kommisjonen foreslo opprinnelig at de skulle forenes i ett enkelt direktiv. Ministerrådet og Europaparlamentet bestemte seg imidlertid for adskilte direktiver med den begrunnelse at gass og elektrisitet er ulike produkter¹²⁾. Grunnleggende prinsipper som ikke-diskriminering, objektivitet og likebehandling – i sum like konkurransevilkår – gjentas i en

¹¹⁾ *Et naturlig monopol er typisk karakterisert ved at inngangsbarrieren for nye aktører er så stor – fysisk og/eller finansielt – at inntreden av konkurrenter i praksis er utelukket.*

rekke artikler. Påbudene retter seg mot myndighetene så vel som mot den enkelte markedsaktør. Det følger også rent generelt av EØS-retten at eventuell forskjellsbehandling må være saklig begrunnet.

Gassmarkedsdirektivet gjelder for gassrørledninger oppstrøms så vel som nedstrøms, men hovedfokus er nedstrøms¹³⁾. For oppstrømsvirksomheten er det artikkel 20 om tredjepartsadgang som er den sentrale bestemmelsen. Slik adgang til gassledningsnettet oppstrøms er regulert spesielt i artikkel 20. Artikkelen tilsvarende artikkel 23 i det tidligere direktivet fra 1998 (1998/30/EF) og er innholdsmessig uendret. Myndighetene skal sikre tredjepart adgang til oppstrømsnett, men direktivet stiller ingen krav til formen for adgang – det kan være regulert, forhandlet eller andre modeller som tilfredstiller kravene i artikkel 20. Adgangen til å nekte tredjepart adgang til oppstrømsledningene er begrenset til problemer knyttet til gassens tekniske spesifikasjoner, eksisterende eller fremtidig petroleumproduksjon, herunder er spesielt nevnt at det skal tas hensyn til produksjon fra felt med marginal økonomi. Dersom produksjonen fra slike felt må utsettes, kan det resultere i at feltutviklingen blir uøkonomisk og bortfaller med tap av ressurser som følge. Andre hensyn som kan gi grunnlag for å begrense adgangen for tredjepart, er dokumentert transportbehov for eier, operatør og andre potensielt berørte brukere samt myndighetspålegg.

Gassmarkedsdirektivet krever (i likhet med elektrisitetsdirektivet) at det i vertikalt integrerte selskaper gjennomføres juridisk skille mellom transmisjons- og

¹²⁾ Kilde: OED's rammenotat, versjon 140404 OED/EV publisert på departementets hjemmeside.

¹³⁾ Rørledningsnettet på norsk kontinentalsokkel – så vel ilandføring til Norge og videretransport til kontinentet som direkte transport fra feltet til mottaksterminal i utlandet – anses som oppstrømsnett. (Moen/Dyrland: "EU's gassmarkedsdirektiv", (2001), s. 31.

distribusjonsdelen¹⁴⁾ på den ene siden og øvrig virksomhet på den annen. Det stilles ikke krav om eiermessig skille (jfr. fortalen, punkt 10, samt artiklene 9 og 13).

Tredjeparts adgangsrett til transmisjons- og distribusjonsnett nedstrøms fremgår av artikkel 18¹⁵⁾. Adgangen skal være regulert og muligheten for forhandlet adgang er ikke lenger noen opsjon. Tariffene, som skal være forhåndsgodkjent av myndighetene, skal offentliggjøres før ikrafttreden og de skal være ikke-diskriminerende.

Artiklene 22 og 28 gir mulighet for på visse grunnlag å få innvilget unntak fra viktige deler av direktivet, herunder fra kravet om adgang for tredjepart. Etter artikkel 22 kan anmodning om unntak på visse betingelser imøtekommes for ”større nye gassinfrastrukturer”. Større nye infrastrukturer er nærmere angitt som sammenkoblingsrør mellom medlemsstatene, LNG- og lageranlegg. Et innenlands norsk ledningsnett vil åpenbart ikke kvalifisere for unntak etter denne bestemmelsen. Dersom det slik regjeringen foreslår, konkluderes med at Norge bør søke unntak fra sentrale deler av direktivet – herunder artikkel 18 om tredjepartsadgang som den utvilsomt viktigste – gir imidlertid artikkel 28 en åpning. Artikkel 28 omhandler markeder under oppbygging og isolerte markeder. I punkt 2 i denne artikkelen gis det anledning for land som kan anses som markeder under oppbygging og der gjennomføring av direktivet vil forårsake vesentlige problemer, å fravike viktige bestemmelser i direktivet – herunder bestemmelsen om

¹⁴⁾ ”Transmisjon” er definert som transport av naturgass gjennom andre høytrykksledningsnett enn oppstrømsnett. ”Distribusjon” er definert som transport av naturgass via regionale eller lokale ledningsnett (jfr. artikkel 2, punktene 3 og 5).

¹⁵⁾ Direktivet opererer med et klart skille mellom oppstrømsledningsnett på den ene side (med tredjepartsadgang regulert i artikkel 20) og det øvrige ”system” bestående av transmisjonsnett, distribusjonsnett, LNG- og lageranlegg samt nødvendige hjelpefunksjoner (jfr. artikkel 2, punkt 13).

regulert tredjepartsadgang. EU-kommisjonen skal informeres om evt. unntak som gjøres. Som nevnt innledningsvis fastslår EØS-vedtaket av 2. desember 2005 at innenlands gassrør i Norge vil falle inn under denne unntaksbestemmelsen.. Den underliggende begrunnelse for unntak er at tredjepartsadgang vil kunne redusere viljen til å investere i ledningsnett og dermed føre til manglende utvikling av markedet. Resonnementet er at slikt mulig bortfall av investeringsvilje vil være et resultat av at tredjepartsadgang gir investor redusertdisposisjonsfrihet over nettet og dermed større usikkerhet om investerings lønnsomhet. Den reduserte disposisjonsfrihet kan for eksempel være at konkurrenter som fryktes å presse gassprisen, må gis transportadgang eller at markedet ikke kan segmenteres med rabattordninger mellom ulike brukergrupper. Slik segmentering kan være ønskelig for å sikre økte transportvolumer.

Unntak etter artikkel 28, punkt 2, som er den relevante unntaksbestemmelsen for Norge, utløper automatisk på det tidspunkt landet ikke lenger kan anses som et marked under oppbygging (jfr. punkt 2, siste setning). Unntaket innebærer at Norge kan bruke inntil 10 år regnet fra 2004 – dvs. tiden frem til 2014 – til å gjennomføre direktivet ¹⁶⁾. For unntak etter artikkel 28, punkt 4, som gjelder begrensede geografiske områder i en medlemsstat, er unntaksperioden i følge punkt 5 a) og b) begrenset til maksimum 20 år for distribusjonsinfrastruktur og til maksimum 10 år for øvrig infrastruktur. Unntaksperioden regnes fra tidspunktet for første gassforsyning i området. Det fremgår av Ot.prp. 57 (2005-2006) at spørsmålet om særskilte regionale unntak innen grensen på 20 år vil kunne bli aktuelt, jfr. proposisjonens kap. 3.1.2.3. Ved utløpet av unntaksperioden etter artikkel 28, punkt 2, angir artikkel 28, punkt 3, nærmere tidsskjema for markedsåpning og tredjepartsadgang. Ved utløpet av unntaksperioden skal adgangen for tredjepart utgjøre 33 % av det totale gassmarkedet med videre tidfesting av ytterligere markedsåpning inntil alle kunder har tilgang til ledningsnettet.

Lagring av gass er i utstrakt bruk på Kontinentet og artikkel 19 regulerer tredjepartsadgang

¹⁶⁾ Ot.prp. 57 (2005-2006), side 2.

til gasslager. I motsetning til for leie av transportkapasitet, åpnes det ved leie av lager for valg mellom forhandlet eller regulert adgang. Ved forhandlet adgang skal de kommersielle hovedvilkårene for bruk av lagerfasilitetene kunngjøres årlig og forhandlingene skal føres i ”god tro”; partene må forhandle med vilje til å komme frem til en omforent avtale.

Gassmarkedsdirektivet krever at det utpekes en regulator som er ”totalt” uavhengig av økonomiske interesser i gassindustrien, jfr. gassdirektivet artikkel 25. Regulator skal sikre at det ikke skjer forskjellsbehandling av aktørene og at konkurransen er reell og effektiv. Artikkel 25 angir i punktene 1 – 12 nærmere spesifiserte oppgaver for regulator. Jeg vil kort kommentere de av punktene som jeg vurderer som mest sentrale.

Punkt 1, litra a) – h), inneholder bestemmelser som skal sikre at markedet fungerer effektivt, herunder at det ikke skjer krysssubsidiering (litra e), og betingelsene for adgang til lager (litra f). Regulator skal hvert år offentliggjøre rapport om sin markedsovervåking. Etter punkt 2 har regulator ansvaret for betingelsene – eller evt. godkjenning av disse – for tilknytning til ledningsnett, herunder tariffing. Betingelsene skal kunngjøres før ikrafttreden. Det fastslås at betingelsene skal være slik at de nødvendige investeringer og nettets økonomiske levedyktighet sikres. Punkt 5 utpeker regulator som klageinstans og angir nærmere frister for regulators avgjørelse. Avgjørelse av regulator kan overprøves av overordnet myndighet etter alminnelige forvaltningsmessige prinsipper og i punkt 11 slås det fast at fremsettelse av klage ikke er til hinder for at samme sak kan bringes inn for det alminnelige rettsvesen. Av punkt 12 fremgår det at de enkelte lands regulerende myndigheter skal samarbeide innbyrdes og med EU-kommisjonen for derved å bidra til utviklingen av det indre marked og til like konkurransevilkår mellom landene.

3.2 Reguleringsregimet for gassrørledningene på norsk kontinentalsokkel.

For gassrørledningene på kontinentalsokkelen gjelder petroleumsloven av 29. november 1996 nr. 72, jfr. lovens §§ 1-4 og 1-6 c).

Det var i utgangspunktet flere uavhengige rørledningssystemer på sokkelen knyttet til den

enkelte feltutbygging. Disse er nå samordnet i interessentskapet Gassled som omfatter det alt vesentlige av rørledningssystemene på sokkelen. Operatør for Gassled er Gassco AS der staten eier 100 % av aksjene. Gassco ble opprettet i 2001 med det formål å operere rørsystemene ¹⁷⁾. Regjeringen uttaler i St.prp. 36 (2000-2001) at det statlige eierskapet er midlertidig i påvente av avklaring av varig form på rørsystemene på kontinentalsokkelen. Noen videre drøftelse av spørsmålet om Gassco's eierskap synes ikke å ha funnet sted.

Reorganiseringen av gassrørsystemet på norsk kontinentalsokkel skjedde som en konsekvens av delprivatiseringen av Statoil. Som heleiet statsaksjeselskap var Statoil pålagt ansvar for å ivareta samfunnsøkonomiske hensyn, herunder helhetlig og samfunnsøkonomisk optimal utnyttelse av rørledningssystemene på sokkelen. Det krevde at det selskap som opererte rørledningssystemene opptrådte nøytralt og uten at det kunne oppstå mistanke om at selskapet ville prioritere egne forretningsmessige interesser. Konklusjonen ble at Statoil som delvis privateid selskap ikke tilfredsstilte de krav som måtte stilles, og resultatet ble altså avvikling av Statoil's ansvar som operatør for gassrørledningene og opprettelse av det selvstendige operatørselskapet Gassco.

Den andre grunnleggende endringen knyttet til avsetningen av norsk naturgass kom som følge av EU's gassmarkedsdirektiv. Det var fra norsk side i utgangspunktet betydelig motstand mot at gassmarkedsdirektivet skulle gjøres gjeldende for gassrørsystemene på norsk kontinentalsokkel. Motstanden må ses på bakgrunn av den måte norsk gassalg da var organisert – alt salg ble samordnet gjennom det såkalte Gassforhandlingsutvalget (GFU).

Ved at direktivet i artikkel 23 (artikkel 20 i 2003-direktivet) innførte tredjepartsadgang til rørsystemene, medførte dette at den norske modellen for salg av gass ville måtte endres. Når gasskjøperne fikk mulighet til å kjøpe gass levert plattform på sokkelen, var det ikke lenger mulig å opprettholde GFU som monopoliserte alt gassalg fra norsk sokkel. Fra norsk side ble det anført at en slik endring ikke ville være i samsvar med god

¹⁷⁾ St.prp. nr. 36 (2000-2001).

ressursforvaltning og spørsmålet om bruk av ”vetoretten” etter EØS-avtalens artikkel 102, var fremme i den politiske debatten om direktivet ¹⁸⁾.

Konklusjonen ble imidlertid at gassmarkedsdirektivets regler for oppstrøms gassrørledningsnett ble godtatt av Norge og Stortinget sluttet seg til forslag om samtykke etter Grunnloven § 26, 2. ledd, og til endringene i petroleumsloven fremmet i Ot.prp. 81 (2001-2002). Departementet uttaler her at ”den lovendring som foreslås er av teknisk art og uten vesentlig betydning for gjeldende norsk petroleumpolitikk”. På dette tidspunkt var da også GFU avviklet og den enkelte produsent hadde selv ansvaret for salg av egen gass ¹⁹⁾. I forhold til direktivet fra 1998 medfører det nye gassmarkedsdirektivet av 2003 i første rekke endringer for transmisjon og distribusjon. For rørledninger oppstrøms er endringene små, men innebærer bl.a. at markedsåpningen fremskyndes ved ny definisjon av kvalifiserte kunder ²⁰⁾.

¹⁸⁾ Det monopolistiske gassalget representert ved GFU var også under press fra EU med utgangspunkt i konkurransereglene i EØS-avtalen. GFU's tid var derfor trolig over, uansett gassmarkedsdirektiv eller ikke.

¹⁹⁾ Norsk tredjepartsadgang oppstrøms går lenger enn gassmarkedsdirektivet krever. Dette forhold gir grunn til å spørre seg om hvorfor norsk motstand mot direktivet var så sterk som den faktisk var. (jfr. Falch: ”Rett til nett”, (2004), s. 50).

²⁰⁾ Kvalifiserte kunder er legaldefinert i petroleumsloven § 1-6 (o). Definisjonen samsvarer med definisjon gitt i direktivet og omfatter ethvert gassfyrte kraftverk samt øvrige sluttkunder som har adgang til systemet i den EØS-stat vedkommende er hjemmehørende og hvis forbruk overstiger 25 mill. m³ gass pr. år og pr. forbrukssted. (Etter det nye gassmarkedsdirektivet er alle næringskunder kvalifisert fra 1.7.2004 og fra 1.7.2007 også husholdninger).

Den sentrale endring som kom inn i petroleumsloven som følge av gassmarkedsdirektivet fremgår av § 4-8, 1. ledd, 2. punktum, der naturgassforetak ²¹⁾ og kvalifiserte kunder hjemmehørende i en EØS-stat gis rett til adgang til oppstrøms gassrørledningsnett. Avtale om bruk skal forelegges departementet til godkjenning, jfr. § 4-8, 2. ledd, 1. punktum, hvilket er gjort ved godkjenning av standardavtale (jfr. petroleumsforskriften § 65).

Petroleumsloven § 4-8, 1. ledd, 3. punktum gir departementet hjemmel til ved forskrift å gi nærmere regler for tredjepartsbruk. Slike regler er gitt i petroleumsforskriftens kapittel 9. Petroleumsforskriftens kapittel 9 ble tilføyd ved forskrift 20.12.2002 nr. 1618 med ikrafttreden 1.1.2003.

I forskriftens § 59 slås det fast at tredjepart som har et ”begrunnet rimelig behov” skal ha rett til adgang på objektive og ikke-diskriminerende vilkår. Av § 61 fremgår at eier (Gassled) skal gjøre kapasitet tilgjengelig i førstehåndsmarkedet ²²⁾ for operatøren (Gassco) som i sin tur skal gjøre denne samlet tilgjengelig for potensielle brukere. Ved knapphet på kapasitet har eierne – dvs. den enkelte deltaker i interessentskapet Gassled – prioritet, oppad begrenset til det dobbelte av eierandel. For øvrig tildeles knapp kapasitet etter en fordelingsnøkkel basert på den enkeltes transportbehov. Ved kapasitetsøkning har den som bekoster økningen, prioritet for sitt begrunnede behov, jfr. forskriftens § 62.

Reell adgang for tredjepart vil i stor grad være avhengig av de vilkår som stilles og i denne sammenheng er tarifferingen viktig. Prinsippene for tariffering i førstehåndsmarkedet

²¹⁾ *Naturgassforetak er legaldefinert i petroleumsloven § 1-6 (n). Definisjonen samsvarer med definisjon gitt i direktivet og omfatter alle som deltar i verdikjeden med å bringe gassen frem til sluttkunden.*

²²⁾ *Førstehåndsmarkedet er definert som avtale om rett til bruk som inngås med eier eller*

med operatør på vegne av eier. Annenhåndsmarkedet er definert som avtale om overføring av rett til bruk (jfr. forskriftens § 60, 3. og 4. ledd).

fremgår av petroleumforskriften § 63 og tarifforskriften (forskrift om fastsettelse av tariffer mv. av 20.12.2002 nr. 1724). Tariffregimet er regulert og består av et kapitalelement og et driftselement.

Kapitalelementet fastsettes av departementet og skal gi investor en "rimelig" avkastning på investert kapital. Dette defineres til rundt 7 % realavkastning før skatt på totalkapitalen, med mulighet til mindre tilleggsinntekter for å stimulere til økt utnyttelse og

kostnadseffektiv drift ²³⁾. For en finansinvestor ville dette være lite, men realiteten er at den som investerer i infrastruktur på kontinentalsokkelen, gjør det for utløse egne petroleumsressurser. Dermed er det den totale lønnsomhet som vil være avgjørende. Det "tak" som er satt på avkastningen, hindrer også krysssubsidiering mellom infrastruktur og produksjon. I norsk petroleumspolitik har det forøvrig vært et klart uttalt prinsipp fra myndighetshold at avkastningen i petroleumssektoren skal tas ut på feltene og ikke i infrastrukturen, jfr. bl.a. St. meld. 38 (2001-2002), kap. 7.1.2 (nest siste avsnitt).

Driftselementet skal være slik at inntektene balanserer utgiftene – den som er ansvarlig for driften skal verken ha tap eller gevinst som følge av arbeidet sitt ²⁴⁾.

Petroleumsforskriften § 63, 2. ledd, slår fast at tariff skal betales fullt ut for reservert kapasitet, uansett om den brukes eller ikke; dvs 100 % "ship-or-pay". Et vanlig uttrykk for slik betalingsforpliktelse er "Capacity Fee Obligation" (CFO) ²⁵⁾. Prinsippet innebærer at skiper har risikoen for at reservert kapasitet faktisk blir utnyttet. Dette må vurderes på

²³⁾ *St.prp. 36 (2000-2001), kap. 9.2.1 (s. 73).*

²⁴⁾ *Operatøren Gassco har ingen økonomisk interesse knyttet til virksomheten og det har vært påpekt at selskapet derved mangler det ønskelige incitament for effektiv drift (jfr.*

Innst .S. nr. 198 (2000-2001); s. 16/17- uttalelse fra komitéflertallet).

²⁵⁾ *Karset m. fl.: ”Den nye reguleringen av oppstrøms gassrørledningsnett”, (2005), s. 93.* bakgrunn at eiers avkastning på investert kapital i ledningsnettet er begrenset gjennom den regulerte tariffen. Prinsippet bør også være et incitament til effektiv utnyttelse av rørsystemene ved at det er kostbart å sitte på ubenyttet kapasitet.

I § 64 omhandles annenhåndsmarkedet som gir anledning til å overføre rett til bruk av kapasitet til annen berettiget bruker med transportbehov. Overføringen skjer etter avtale mellom skipere og i motsetning til i førstehåndsmarkedet, er det her forhandlet adgang.

Operatøren avgjør om den som erverver transportretten, tilfredsstiller vilkårene for adgang til ledningsnettet.

Annenhåndsmarkedet begrunnes med effektiv utnyttelse av ledningsnettet. Med hensyn til den pris som avtales for transportretten, gjelder alminnelige avtalemessige regler med forbud mot urimelige priser. Særlig vil dette gjelde dersom en aktør ved å kreve urimelig høy pris, søker å hindre at kapasitet utnyttes ²⁶⁾. Eventuelt kan også EØS- avtalens artikkel 54 om utilbørlig utnyttelse av dominerende stilling påberopes, evt. også konkurranseloven. Avtale om overdragelse av transportrett kan skje bilateralt eller det kan skje over ”børs”, jfr. § 64, siste ledd, som pålegger operatøren å tilrettelegge og drive en markedsplass for annenhåndsmarkedet. Innledningsvis var bilaterale avtaler mellom skipere det normale, men Gassco opererer et online annenhåndsmarked for transportkapasitet som nå opplyses å bli brukt i stigende grad ²⁷⁾.

Petroleumsforskriften § 66 omhandler systemansvaret, jfr. petroleumsloven § 4-9 om det særlige operatøransvar for helhetlig drift av ledningsnettet. Det særlige operatøransvaret med hjemmel i petroleumsloven § 4-9 og med mer detaljerte bestemmelser i petroleumsforskriften, kapittel 9, gir Gassco oppgaver av forvaltningsmessig karakter som

²⁶⁾ *Karset m. fl.: "Den nye reguleringen av oppstrøms gassrørledningsnett", (2005), s. 112.*

²⁷⁾ *Kilde: Gassco.*

adskiller seg fra det alminnelige operatøransvar for interessentskapet Gassled. I boken "Den nye reguleringen av oppstrøms gassrørledningsnett" drøfter Torkjel Kleppo Grøndalen om Gassco i enkelte sammenhenger er å anse som et forvaltningsorgan som er underlagt forvaltningsloven. Denne problemstillingen er nå løst ved tillegg til petroleumsforskriften § 66, siste ledd, med forskrift av 20. januar 2006. Hovedregelen er etter dette at forvaltningsloven ikke gjelder for Gassco, med unntak for visse typer enkeltvedtak som er spesifisert i forskriften og der forvaltningsloven gjelder på vanlig måte. Disse vedtakene er adgangsnektelse med teknisk begrunnelse etter § 59, 4. ledd, inngåelse av transportavtale i førstehåndsmarkedet (§ 61), fordeling av ny kapasitet som følge av utvidelser (§ 62) og operatørens godkjenning av avtaler i annenhåndsmarkedet etter § 64, 1. ledd. Når Gassco som systemoperatør ved uforutsette hendelser stiller krav om at skipene tilpasser sine leveranser med hjemmel i § 66, 3. ledd, gjelder forvaltningsloven med unntak av kapitlene IV – VI og VIII. Dette er avgjørelser som etter sin karakter må skje raskt og hvor forvaltningslovens regler om saksforberedelse (kap. IV), om selve vedtaket og om klage og omgjøring (kap. V og VI) samt kap. VIII om virkning av feil og utsatt iverksetting, ikke er praktisk gjennomførbare. Ved en sammenligning med forvaltningslovens gyldighet for Statnett, jfr. side 40 nedenfor, er det nå skapt likhet i reguleringen av de to systemoperatørene. Enkeltvedtak etter petroleumsforskriften §§ 59, 61, 62 og 64 som referert ovenfor har ikke tilsvarende relevans for Statnett; likheten er knyttet til systemansvaret (jfr. enl. § 5A-1 og petroleumsforskriften § 66).

Sentralt i det særlige operatøransvaret er å bidra til en samlet god utnyttelse av ressursene på norsk kontinentalsokkel ²⁸⁾. På den annen side innebærer det alminnelige operatøransvar bl.a. administrasjon og daglig ledelse av interessentskapet Gassled. Dette er to forskjellige roller som i hvert fall i teorien kan være vanskelig å balansere.

Det særlige operatøransvaret kan inndeles i tre hovedfunksjoner; (i) markedsadministrasjon

²⁸⁾ *Jfr. Ot. prp. 46 (2002-2003), s. 26, kommentar til petroleumsløven § 4-9.*

(fastsette vilkår for adgang til og tildeling av rett til bruk av transportsystemet), (ii) systemdrift av rørledningsnett (koordinering av gasstrømmene og planlegging og koordinering av vedlikehold) og (iii) videreutvikling av rørledningsnett ("arkitekt-funksjonen")²⁹⁾.

For markedsadministrasjonen er tredjepartsadgangen helt sentral. Denne er som tidligere nevnt hjemlet i petroleumsløven § 4-8 som kom inn i loven som konsekvens av gassmarkedsdirektivet. Petroleumsforskriften § 61 gir regler for tildeling av transportkapasitet for kvalifiserte skipere. Med privatrettslig hjemmel i operatøravtalen, har Gassco også utarbeidet en detaljert prosedyre for kapasitetstildeling i den såkalte "Booking Manual".

Gassco's ansvar for systemdriften følger av petroleumsløven § 4-9 og er regulert i mer detalj i petroleumsforskriften § 66. Ansvarer har dessuten sitt privatrettslige grunnlag i operatøravtalen. Systemansvaret innebærer et helhetlig ansvar for driften av gasstransportsystemet og innebærer kontakt med bl.a. skiper, operatørene for de felt som leverer gass inn i systemet og operatørene nedstrøms som mottar gasseleveranser. Et viktig element i systemdriften er å koordinere gasstrømmene slik at gasskvaliteten ved mottak hos kjøper er i samsvar med spesifikasjonene i gassalgskontrakten. Planlegging og koordinering av vedlikehold er en oppgave som stiller krav til objektivitet og nøytralitet hos operatøren; ulike gassalgsprofiler vil kunne innebære at skiperne ikke har sammenfallende interesser f.eks. med tanke på når vedlikehold skal foretas. Operatøren er i petroleumsløven § 4-9 og petroleumsforskriften § 66 gitt hjemmel til å pålegge skipere til å tilpasse sin virksomhet av hensyn til systemdriften. Begrunnelsen er hensynet til "*å sikre en forsvarlig ressursutnyttelse og en effektiv drift av det aktuelle oppstrøms gassrørledningsnett*"³⁰⁾.

²⁹⁾ *Karset m. fl.: "Den nye reguleringen av oppstrøms gassrørledningsnett", (2005), s. 132.*

³⁰⁾ *Ot.prp. nr. 46 (2002-2003), s. 26, og petroleumsloven § 4-9, 3. ledd i.f.*

Arkitektfunksjonen fremgår av petroleumsforskriften som i § 66, 1. ledd, 4. punktum sier at operatøren skal ”*samordne prosessene for videreutvikling av oppstrøms gassrørledningsnett, samt selv vurdere behovet for å utføre slik videreutvikling*”. Etter forskriftens § 69, 1. ledd, får bestemmelsen bare anvendelse for ledninger som omfattes av tarifforskriften, dvs. de rørledninger som eies av interessentskapet Gassled. Dette synes å være en lite hensiktsmessig avgrensning ettersom slike vurderinger kan synes mest interessant knyttet til behov for nye gassrør ³¹⁾.

Gassco har ingen eierinteresse i rørledningsnettet, men er altså operatør for interessentskapet Gassled der den enkelte interessent er eier og rettighetshaver. Gassco er dermed såkalt ISO (Independent System Operator) som omtalt på side 39/40 nedenfor. Operatørrollen er legaldefinert i petroleumsloven § 1-6, litra k) som ”*den som på rettighetshavers vegne forestår den daglige ledelse av petroleumsvirksomheten*”. Med basis i operatøravtale med Gassled ivaretar Gassco eiernes kommersielle interesser i gassledningsnettet. Operatøravtalen slår fast at Gassco skal handle i samsvar med de lover og regler som gjelder, men er for øvrig underlagt eierstyring gjennom styringskomitéen som er sammensatt av de enkelte interessenter i Gassled. I styringskomitéen har ikke Gassco stemmerett, men har som sekretariat ansvaret for å forberede de avgjørelser som fattes og utøver i den egenskap ganske sikkert innflytelse. I petroleumsforskriften § 66, 4. ledd, slås det fast at operatøren – dvs. Gassco – ikke må la andre få kjennskap til forretningshemmeligheter som han får vite om i kraft av det særlige operatøransvaret. Tilsvarende bestemmelse fremgår av operatøravtalen og forholdet illustrerer etter min vurdering at Gassco, i hvert fall i teorien, er tildelt en krevende rolle med krav om lojalitet i flere retninger. Utfordringen vil kunne bli større i en situasjon der flere nye aktører som ikke er medeiere i Gassled, etterspør transporttjenester. Etter operatøravtalen er det Gassco som representerer Gassled utad og som på eiers vegne inngår avtale med skiperne om transporttjenester. Slik hjemmel til å inngå avtale med skiper i førstehåndsmarkedet fremgår også av petroleumsforskriften § 61, 1. ledd. (Gassco er som operatør ikke part i

³¹⁾ *Karset m.fl.: "Den nye reguleringen av oppstrøms gassrørledningsnett", (2005), s. 135.*
avtaler som inngås i annenhåndsmarkedet, jfr. petroleumsforskriften § 64).

Med hjemmel i operatøravtalen har Gassco ansvaret for teknisk drift av gasstransportsystemet og er på dette som på andre områder som er tillagt selskapet i operatøravtalen, underlagt eierstyring gjennom styringskomitéen som omtalt ovenfor. Dette kan synes å være i strid med petroleumsforskriften § 66, 1. ledd, som tillegger operatøren ansvaret for drift og vedlikehold, jfr. 5. ledd som sier at eier ikke kan instruere operatøren i oppgaver som denne er tillagt i eller i medhold av petroleumsforskriften (med mindre dette skulle være særskilt bestemt i forskriften). Den tilsynelatende motstrid er løst ved at operatøravtalen i artikkel 2 uttaler at avtalen skal tolkes i samsvar med relevante lover og forskrifter.

Gassco har ikke bygget opp noen egen teknisk driftsorganisasjon og teknisk drift ivaretas av underleverandører, hvorav Statoil er den viktigste.

Som operatør er Gassco en nyskapning i norsk petroleumspolitikkk ved at selskapet ikke har eierinteresse i anleggene som opereres. Selskapet skal heller ikke opparbeide fortjeneste, men får dekket sine kostnader. Som tidligere nevnt har dette reist spørsmål om ordningen gir tilstrekkelig incitament til kostnadseffektiv drift. En måte å avhjelpe mulig kritikk på dette punkt ville være å gjennomføre "bench marking" med sammenlignbare operasjoner og om mulig bruk av normtall som beskrevet i det følgende (side 39) for elektrisitetsforsyningen.

Sett utenfra fremstår den tosidighet som Gassco representerer, en utfordring. Selskapet er heleiet av staten og utøver i betydelig grad forvaltningsmyndighet der nøytralitet og uavhengighet står helt sentralt. På den annen side representerer Gassco i flere sammenhenger Gassled's kommersielle interesser og vil kunne utfordres både med hensyn til nøytralitet og uavhengighet. Risikoen for dette øker når – slik utviklingen på norsk

sokkel nå går – nye og mindre selskaper gjør sin inntreden på sokkelen og det må antas å bli mindre sammenfall mellom skiperinteressene og eierskapet i Gassled.

Etter petroleumslovens § 68 er departementet (OED) tvisteløsningsorgan for uenighet om adgang til gassrørledningsnett. OED er samtidig "eierdepartement" for de to største eiere og skipere i Gassled, Petoro og Statoil. Spørsmålet om OED i en slik sammenheng vil fremstå som tilstrekkelig uavhengig av interessene i gassindustrien, jfr. krav i det nye gassmarkedsdirektivet artikkel 25 om "total uavhengighet" for regulerende myndigheter, er etter mitt skjønn tvilsomt.

3.3 Gjeldende reguleringsregime for gassrørledninger på fastlandet.

Erfaringen med rørtransport av gass på land i Norge er som tidligere nevnt liten. Den lovregulering som eksisterer, naturgassloven med tilhørende naturgassforskrift, bærer preg av å være et rammeverk og er som nevnt et resultat av EU's første gassmarkedsdirektiv fra 1998.

Ledningsnett for distribusjon av gass på land i Norge eies av et begrenset antall selskaper som er profesjonelle aktører i energimarkedet. I tillegg til tidligere nevnte systemer knyttet til ilandføringen til Kårstø og Kollsnes, finnes et lite system i Grenland eiet av selskapet Naturgass Grenland AS med Statoil (30 %), Norsk Hydro (30 %), Skagerak Energi (30 %) samt Gasnor (10 %) som aksjonærer. Det er imidlertid betydelig interesse knyttet til innenlands bruk av naturgass og bransjeforeningen Norsk Naturgassforening som ble stiftet i 2004, har nå 10 medlemmer som dekker landet fra sør til nord. Markedet er imidlertid de fleste steder ennå for begrenset til å forsvare de store infrastrukturinvesteringene som gassledninger innebærer og leveransene skjer i utstrakt grad i form av LNG (Liquified Natural Gas – nedkjølt, flytende gass under trykk). Dette kan være en hensiktsmessig måte å bygge markedet på som – når det blir stort nok – kan gi grunnlag for gassrørledninger. Ved tilstrekkelige volumer gir stordriftsfordelene best konkurransekraft for rørtransport. Denne utviklingen illustrerer behovet for å forberede et reguleringsregime for innenlands

rørtransport av gass som går utover det som følger av den tidligere omtalte mulige gassrørledningen fra Kårstø til Grenland/Østfold og videre til Vest-Sverige.

På bakgrunn av den så langt begrensede bruk av naturgass innenlands i Norge, er lovverket som særskilt regulerer gassektoren nedstrøms lite utviklet. Inntil EU's gassmarkedsdirektiv ble innlemmet i EØS-avtalen i 2001³²⁾ var reguleringen knyttet til lover som plan- og bygningsloven (lov nr. 77/1985) og lov om brannfarlige varer (lov nr. 47/1971, senere erstattet av lov nr. 20/2002). Innkorporeringen av gassmarkedsdirektivet i norsk rett resulterte i naturgassloven (lov nr. 61/2002)³³⁾ med tilhørende naturgassforskrift (forskrift nr. 1342/2003).

I odelstingsproposisjonen som fremmet forslaget til naturgassloven, uttaler departementet at det på dette tidspunkt ble ansett som mest hensiktsmessig å foreslå en rammelov som tok opp i seg de sentrale prinsippene i gassmarkedsdirektivet. Uttalelsen har ganske sikkert sin bakgrunn i den til da begrensede erfaring med bruk av naturgass i Norge og derav følgende forsiktighet med hensyn til utformingen av en mer presis regulering.

Naturgassloven er kortfattet og inneholder bare fem paragrafer. Lovens virkeområde er i § 1 negativt avgrenset mot petroleumsloven (lov nr. 72/1996); loven kommer til anvendelse på overføring, forsyning og lagring av naturgass som ikke omfattes av petroleumsloven. I § 2 gis definisjoner på de sentrale begrepene som inngår i gassmarkedsdirektivet som naturgassforetak, overføring, distribusjon. Definisjonene er sammenfallende med direktivets definisjoner. Prinsippet om at tredjepart har adgang til systemet fremgår av § 3, 1. ledd. Kvalifisert kunde er definert i § 3, 2. ledd. Bestemmelsen gir åpning for at departementet kan gjøre avvik fra definisjonen av kvalifisert kunde slik denne er definert i gassmarkedsdirektivet. Jeg antar at bestemmelsen må forstås slik at departementet kan gå frem raskere med hensyn til markedsåpning enn det gassmarkedsdirektivet legger opp til. Det motsatte ville representere brudd med direktivet og som sådant brudd på en

³²⁾ *St.prp. 42 (2001-2002)*.

³³⁾ *Ot.prp. 81(2001-2002).*

folkerettslig forpliktelse. Hjemmel for å gi nærmere forskrifter til gjennomføring og utfylling av loven fremgår av § 4. Hjemmelen er benyttet med vedtaket av naturgassforskriften (forskrift nr. 1342/2003). § 5 inneholder bestemmelse om etterkontroll av loven; behovet for nærmere lovregulering på området skal vurderes innen fem år. Slik vurdering ville etter mitt skjønn naturlig sammen med den forestående tilpasning av lovverket til det nye gassmarkedsdirektivet. Etter at dette direktivet nå er vedtatt av EØS-komitéen, er Stortinget som tidligere omtalt invitert til å gi sitt samtykke etter Grunnloven § 26, 2. ledd, og til å vedta de nødvendige lovendringer.

Også naturgassforskriften er kortfattet og preget av den begrensede erfaring som finnes i Norge med innenlands bruk av naturgass. Forskriften gir betydelig rom for skjønnsmessige vurderinger fra departementets side.

Forskriftens kapittel 2 inneholder bestemmelser om konsekvensutredninger etter plan- og bygningsloven og/eller forskrift til petroleumsloven. Anlegg for overføring eller distribusjon av naturgass er etter forskriftens § 2-3 konsesjonspliktig, dog slik at ”mindre” anlegg er fritatt for konsesjon. Hva som utgjør et mindre anlegg er ikke definert og er overlatt til departementet å bestemme. Forskriftens § 2-4 gir departementet stor diskresjonær adgang til å stille konsesjonsvilkår. Vilkårene kan knyttes til nærmere angitte konkrete forhold, men paragrafen avsluttes med en helt ”åpen” hjemmel; knyttet til den enkelte konsesjon kan departementet fastsette ytterligere vilkår ”*dersom det finnes påkrevet av hensyn til private eller almenne interesser*”. Dersom konsesjon nektes skal begrunnelse for avslaget oversendes EFTA’s overvåkingsorgan ESA (EFTA Surveillance Authority), jfr. forskriftens § 2-5, 4. ledd.

Forskriftens kapittel 3 omfatter bestemmelser om adgang til system, regnskap, tvisteløsning mv.

Med hensyn til tredjepartsadgang ga gassmarkedsdirektivet av 1998 anledning til å velge mellom regulert eller forhandlet adgang. Som det fremgår av naturgassforskriften § 3-1, valgte Norge forhandlet adgang. Forhandlingene skal skje på grunnlag av objektive og ikke-diskriminerende vilkår. De viktigste forretningsmessige vilkår for bruken av systemet skal offentliggjøres minst én gang årlig. Adgang til systemet kan nektes dersom kapasiteten i rørledningen overskrides eller om tredjepartsadgangen vil forhindre utførelsen av pålagte offentlige tjenester. Etter samtykke fra departementet er nektelse også tillatt dersom tredjepartsadgang vil påføre eier store økonomiske eller finansielle problemer knyttet til "take-or-pay" forpliktelser – dvs. at eier er forpliktet til å betale for gass som er kontrahert selv om den transportkapasitet som kreves for å motta gassen, mangler. Muligheten til å nekte tredjepart adgang etter naturgassforskriften, er de samme som fremgår av gassdirektivets regler i artikkel 17.

Forskriftens § 3-3 tar opp i seg direktivets krav om regnskapsmessig skille for transportfunksjonen i vertikalt integrerte gasselskaper. For å unngå forskjellsbehandling, krysssubsidiering og konkurransevridning, skal slike integrerte selskaper i sine interne regnskaper føre adskilte regnskaper for overføring, distribusjon og lagring av naturgass. I egenskap av tvisteløsningsorgan, har departementet adgang til regnskapene, jfr. forskriftens § 3-7.

I § 3-4 fremkommer forbud mot å forskjellsbehandle systembrukere eller grupper av systembrukere. Bestemmelsen tilsvarer direktivets artikkel 7, nr. 2, der det også spesielt fremheves at tilknyttede selskaper ikke må begunstiges. Slik påpekning er ikke gjort i naturgassforskriften, men realiteten må være den samme.

Som allerede nevnt inneholder ikke gassmarkedsdirektivet fra 1998 noen særskilt bestemmelse om regulatorfunksjonen med krav om uavhengighet i forhold til aktørene. Dette gjenspeiles også i naturgassforskriften. Typiske regulator funksjoner som tvisteløsningskompetanse (§3-7), kontroll (§ 4-1), tilgang til informasjon (§ 4-2),

kompetanse til å gi dispensasjoner (§§4-3 og 4-4), kompetanse til å gi pålegg (§4-5) og myndighet til å gi ytterligere forskrifter (§4-6), er lagt til departementet.

4. Transport av elektrisitet.

Det er i Norge lang erfaring med transport av elektrisitet. Reguleringsregimet for denne virksomheten er velutviklet og betydelig erfaring er opparbeidet. Etter min vurdering bør det være stor overføringsverdi å hente fra elektrisitetssektoren når reguleringen av rørtransport av gass skal utformes. Jeg vil derfor relativt utførlig gjennomgå det norske reguleringsregimet for elektrisitet.

4.1 EU's elektrisitetsmarkedsdirektiv 2003/54/EF.

Elektrisitetsmarkedsdirektivet fra 2003 erstattet det tidligere direktiv fra 1996 (1996/92/EF) og er innholdsmessig svært sammenfallende med gassmarkedsdirektivet, jfr. da også EU-kommisjonens forslag om å basere seg på et felles direktiv for elektrisitet og gass. Energimarkedspakken omfattet som tidligere nevnt også en forordning om vilkårene for nettsadgang ved grenseoverskridende handel med elektrisitet (nr. 1228/2003), men tilsvarende foreligger ikke for gass og forordningen vil ikke bli nærmere kommentert. Forordningen har sin bakgrunn i at samhandelen mellom medlemslandene med elektrisitet har vært mindre utviklet enn det som var situasjonen på andre områder av økonomien, jfr. punkt 3 i forordningens fortale som uttrykker nettopp dette.

Som jeg kommer tilbake til i det følgende har Norge fra tidlig på 1990-tallet vært i front internasjonalt med hensyn til liberalisering og åpning av elektrisitetsmarkedet. Norsk lovgivning har dermed vært i forkant av utviklingen i EU. Dette innebærer at det nye elektrisitetsdirektivet som nå vil gjort gjeldende i Norge, ikke vil kreve endringer av betydning i det som er gjeldende rett for transport av elektrisitet i Norge ³⁴⁾. Konsekvensen er imidlertid at gjeldende regulering vil representere en folkerettslig forpliktelse som Stortinget som lovgivende myndighet ikke lenger vil stå fritt til å endre dersom

³⁴⁾ Kilde: OED's rammenotat, versjon 130405 OED/EV publisert på departementets hjemmeside. Jfr. også Ot.prp. 61 (2005-2006) med regjeringens endringsforslag. forpliktelsen skal respekteres. Som for gass nedstrøms skal tredjepartsadgang til elektrisitetsnettene være regulert mens det etter direktivet fra 1996 alternativt var anledning til å kreve nettadgang basert på kommersielle forhandlinger. I følge det nye direktivet vil dette kunne åpne for misbruk av markedsrett, hvilket ville stride mot det uttalte formål om et velfungerende og konkurransepreget marked. Fortalen, punkt 2, uttaler således at markedet fortsatt lider av mangler og at det er behov for konkrete tiltak for å forhindre markedsdominans og for å sikre likebehandling; herunder nettadgang på grunnlag av tariffes som publiseres før ikrafttreden. Regulert adgang til elektrisitetsnettene er i samsvar med gjeldende norsk system og krever ingen endring av norsk lov eller forskrift.

4.2 Gjeldende norsk reguleringsregime for transport av elektrisitet.

Gjeldende reguleringsregime for transport av elektrisitet er hjemlet i energiloven (enl) av 29. juni 1990 nr. 50 med tilhørende forskrifter og konsesjonsbetingelser. Energiloven trådte i kraft 1. januar 1991. Loven kommer til anvendelse på hele verdikjeden fra produksjonen i kraftverket til fordelingen av elektrisitet til forbruker, men kommer ikke til anvendelse på sjøterritoriet. Med sjøterritoriet forstås territoriet utenfor grunnlinjen; loven omfatter altså indre farvann ³⁵⁾. Et hovedformål for reguleringsregimet fremgår av lovens § 1-2 som sier at loven skal sikre at produksjon, *overføring*, omsetning, *fordeling* og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte. Myndighetenes målsetting med energiloven var ”behovet for et rettslig grunnlag for en effektivisering av kraftomsetningen og en mer fleksibel bruk av kraft” ³⁶⁾. Utgangspunktet var en oppfatning om at kraftbransjen var preget av monopoler, overinvestering og manglende økonomisk effektivitet. Med energiloven skulle bransjen utsettes for konkurranse og derved effektiviseres.

Internasjonalt bragte energiloven Norge helt i front med hensyn til liberalisering av

³⁵⁾ *Conradi Andersen/Høisveen: "Energiloven", (1995), s. 9.*

³⁶⁾ *Ot.prp. 43 (1989-90), kap II,(s. 6).*

kraftmarkedet; siden er mange land kommet etter. EU's direktiv for elektrisitetsmarkedet av 1996 (96/92/EF) satte 1. januar 1999 som frist for medlemsstatene til å implementere direktivet. Også EU-direktivet hadde som mål å effektiviser kraftmarkedet ved å innføre konkurranse mellom aktørene. I motsetning til situasjonen knyttet til EU's gassmarkedsdirektiv, var elektrisitetsdirektivet uproblematisk for Norge som gjennom energiloven av 1990 allerede hadde gjennomført tilsvarende reform. Da elektrisitetsdirektivet ble innlemmet i EØS-avtalen, var det også norske myndigheters holdning at norsk regelverk, slik det fremgår av energiloven med forskrifter, allerede tilfredsstilte bestemmelsene i direktivet ³⁷⁾.

Jeg vil i det følgende kommentere energiloven med tilhørende forskrifter på punkter som jeg anser relevante med henblikk på et mulig ledningsnett for innenlands transport av gass i Norge.

Energiloven er en typisk fullmaktslov og for å få oversikt over reguleringsregimet, må en kjenne til sentrale forskrifter gitt med hjemmel i lovens § 7-6 som sier at departementet kan gi forskrifter til gjennomføring og utfylling av loven og dens virkeområde.

Energiloven ble i stor grad drevet frem politisk gjennom OED. Etter at markedsreformen var på plass, har NVE i praksis fremstått som den aktive regulator av kraftmarked og nettmonopol. Dette er på linje med med utviklingen i andre land som har gjennomført

³⁷⁾ *Ifølge Hammer kan den norske vurderingen kritiseres, spesielt hva angår energilovens krav om konsesjon for eksport og import av kraft (Hammer: "Kraftmarked og nettmonopol", kap. IX, avsnitt 1.1 i Falkanger/Haagensen: "Vassdrags- og Energirett, (2002)). Jeg deler dette synspunktet; en grunnpillare i EØS-avtalen er at EFTA-landene er gjort til en del av EU's indre marked. Elektrisitetsmarkedsdirektivet er hjemlet i EF-*

traktaten artikkel 95 om det indre marked. I dette bildet passer det dårlig med konsesjonskrav for handel mellom landene.

tilsvarende reformer ³⁸⁾.

Bygging av anlegg krever konsesjon fra konsesjonsmyndigheten som er departementet (OED). Departementet har delegert myndigheten til NVE ³⁹⁾. Vedlagt konsesjonssøknaden skal det på vanlig måte følge konsekvensutredning i henhold til plan- og bygningsloven, jfr. enl § 2-1(2). Konsesjon gis for inntil 30 år (enl § 2-2(2)) og ved konsesjonstidens utløp kan departementet treffe vedtak om ekspropriasjon av nett- og omformingsanlegg til fordel for ”annet energiverk eller staten”, jfr. enl § 3-5. Ekspropriasjonsretten må ses i sammenheng med tidligere hjemmel for myndighetene til å pålegge anleggs- eller områdekonsesjonærer å gå inn i større sammenslutninger. Slik hjemmel var begrunnet med ønske om å ha verktøy for økonomisk begrunnet strukturrasjonalisering. Hjemmelen har aldri vært benyttet og ble tatt ut av energiloven ved lovendring i 2001. At ekspropriasjonsbestemmelsen ikke samtidig ble tatt ut av loven, synes å bero på en inkurie og hjemmel til å fatte ekspropriasjonsvedtak på grunnlag av lovbestemmelsen eksisterer trolig ikke ⁴⁰⁾.

Det foreligger en rekke forskrifter som er gitt med hjemmel i energiloven og disse er langt mer utfyllende enn naturgassforskriften gitt med hjemmel i naturgassloven. Dette forhold har utvilsomt sin bakgrunn i lite omfang av slike gassrørledninger i Norge kombinert med tilbakeholdenhet fra lovgivers side knyttet til reguleringen av naturgass i lys av den

³⁸⁾ *Hammer: ”Kraftmarked og nettmonopol”, kap. IX, avsnitt 1.4.1 i Falkanger/Haagenen: ”Vassdrags- og Energirett”, (2002).*

³⁹⁾ *Slik delegering medfører ikke at departementet som overordnet organ har gitt avkall på sin beslutningsmessige kompetanse som fortsatt består etter forvaltningsloven og*

alminnelige forvaltningsmessige prinsipper. Departementet er også klageinstans for vedtak fattet av NVE.

⁴⁰⁾ *Martinsen m. fl.: "Energiloven med kommentarer", (2004, s. 73).*

begrensede erfaring som forelå på området. Etter noen års erfaring og med sannsynlighet for mer utstrakt bruk av gass, vil tiden nå kunne være kommet for et mer detaljert regelverk. Reguleringen av elektrisitetssektoren vil etter mitt skjønn være et naturlig utgangspunkt for utformingen av regelverket også for gassrørledninger på land. Selv om regimene på sentrale punkter er sammenfallende, er dette utgangspunktet etter min vurdering kanskje mer relevant enn reguleringsregimet for de store eksportørledningene for gass på kontinentalsokkelen. Jeg vil derfor kommentere i noen detalj to av de mest sentrale forskriftene som regulerer elektrisitetsnettene:

- (i) "Forskrift om produksjon, omforming, *overføring*, omsetning, *fordeling* og bruk av energi m.m." (energilovforskriften) gitt av OED med hjemmel i energiloven.
- (ii) "Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, *inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer*" (kontrollforskriften) gitt av NVE med hjemmel i energilovforskriften.

ad (i) Energilovforskriften.

Energilovforskriften trådte som energiloven i kraft pr. 1. januar 1991.

Energilovforskriften sier i § 2-2 at tildeling av konsesjoner etter energiloven skal skje "på grunnlag av objektive, transparente og ikke-diskriminerende kriterier". Dette er prinsipper som allerede følger av forvaltningsloven av 1967 og alminnelige forvaltningsmessige prinsipper – god forvaltningsskikk ⁴¹⁾.

Forskriftens kapittel 4 omhandler den såkalte omsetningskonsesjon som har som formål ”å sikre en samfunnsmessig rasjonell kraftomsetning og *nettvirksomhet* gjennom å legge til rette for et effektivt kraftmarked og en effektiv drift, utnyttelse og utvikling av

⁴¹⁾ *Eckhoff/Smith: ”Forvaltningsrett”, (2003); se særlig kap. 24.*

elektrisitetsnettet”, jfr. § 4-1. Stikkordet er økonomisk effektivitet som også var et grunnleggende utgangspunkt for energiloven. Forskriftens § 4-4, a) – g), inneholder nærmere vilkår for omsetningskonsesjon:

a) Intern organisering og regnskap.

Konsesjonæren må sørge for at det ved vertikalt integrert virksomhet ikke skjer krysssubsidierting. Det kreves således at virksomheten deles opp i selvstendige virksomhetsområder med separate budsjetter og regnskaper. Slikt regnskap skal tilstilles tilsynsorganet, NVE.

Det nye elektrisitetsmarkedsdirektivet (2003/54/EF) går – i likhet med gassmarkedsdirektivet – et skritt lenger ved å kreve at operatøren av nettvirksomheten, når denne er del av et vertikalt integrert selskap, også må være uavhengig med hensyn til rettslig form, organisasjon og ledelse – altså selskapsmessig adskilt og uten at ledelsen av nettvirksomheten også inngår i ledelsesstrukturer i den vertikalt integrerte virksomheten. Det er derimot ikke krav om eiermessig skille ⁴²⁾. Det nye direktivet vil kreve tilpasning av det norske regelverket, men hoveddrammene vil kunne videreføres ⁴³⁾.

b) Inntekter ved salg av netttjenester.

NVE fastsetter årlige inntektsrammer for den enkelte konsesjonær. Inntekten skal over tid dekke kostnader ved drift og avskrivning av nettet, samt gi rimelig avkastning på investert

⁴²⁾ Jfr. direktiv 2003/54/EF, art. 10 og 15. (Direktivet opererer med 2 nettnivåer – transmisjonsnett og distribusjonsnett. Dette er en aktuell problemstilling også i Norge, men foreløpig har vi fortsatt 3 nivåer – sentral-, regional- og distribusjonsnett).

⁴³⁾ Kilde: OED's rammenotat, versjon 130405 OED/EV publisert på departementets hjemmeside.

kapital, gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet. Inntektsregimet er altså regulert av myndighetene og netteier kan ikke utnytte den monopolposisjon som ledningsnettet i praksis representerer.

De nærmere regler knyttet til fastsettelsen av inntektsrammen er gitt i kontrollforskriften og jeg vil komme tilbake til dette temaet i min omtale av denne.

c) *Annen virksomhet.*

Her slås det fast at det skal være en riktig samfunnsøkonomisk fordeling av felleskostnader ved etablering og drift av nettannlegg som også benyttes til andre formål enn overføring av elektrisk energi. En aktuell problemstilling er i denne sammenheng den bruk som nå gjøres av kraftlinjene som infrastruktur for teletjenester. Bestemmelsen tar sikte på å hindre krysssubsidiering og vil bli nærmere kommentert i min omtale av kontrollforskriften. Jeg antar at problemstillingen vil være aktuell også for gassnett, for eksempel i form av utnyttelse av ledningstraséen også til andre formål enn gassledningen.

d) *Markedsadgang og tariffer.*

Her etableres tredjepartsadgang for alle som etterspør nettjenester. Bestemmelsen etablerer at prissystemet skal baseres på punkttariffer som gjerne omtales som "frimerke"-system. Kunden betaler i prinsipp for den kraftmengde som tilføres/uttas i ledningsnettet og uavhengig av den konkrete avtale om kraftkjøp og -salg. Den geografiske avstand mellom

kjøper og selger avgjør altså ikke transportkostnaden. En begrunnelse for et slikt system er de fysiske lover som innebærer at den enkelte elektron ikke kan følges fra kjøper til selger. I den grad tariffene differensieres mellom kunder, må dette skje etter objektive og kontrollerbare kriterier basert på relevante nettforhold. Dette vil bli kommentert nærmere i tilknytning til kontrollforskriften.

Hvorvidt ”frimerke”-systemet skal anvendes også for transport av naturgass kan diskuteres. Situasjonen adskiller seg fra elektrisitetsnettet ved at innmatingen skjer på ett punkt og det således er klart over hvilken avstand gassen er transportert. På den annen side vil det kunne argumenteres med at den transportkapasitet som beslaglegges ikke vil variere med transportlengden og at denne derfor ikke bør være av betydning.

e) Nøytral opptreden.

Bestemmelsen slår fast at nettselskapene skal opptre nøytralt og ikke-diskriminerende. Bestemmelsen tar særlig sikte på å forhindre at netteier som også er produsent av elektrisitet, prioriterer egne interesser på bekostning av andre brukere av nettet og vil være relevant i enhver situasjon der netteier har andre interesser enn den rene eierinteresse til nettet.

f) Informasjon til kunder.

Bestemmelsen pålegger informasjonsplikt overfor kundene og pålegget må ses i lys av systemet med adgang for tredjepart og kravet om at ved regulert adgang skal nettselskapet offentliggjøre sine tariffer forut for ikrafttreden.

g) Samordning av nett og nettjenester.

Bestemmelsen gir NVE som regulator hjemmel til visse beføyelser knyttet til de ulike nettnivåer med sikte på best mulig utnyttelse av nettet.

Energilovforskriften omhandler i § 4-6 den såkalte markedsplasskonsesjonen som er av stor betydning knyttet til elektrisitetsmarkedet. Denne har som formål å legge til rette for en effektiv prisdannelse i kraftmarkedet. Foreløpig anser jeg en slik ordning for mindre aktuell for gasshandel i Norge idet jeg antar at bilaterale kontrakter mellom kjøper og selger av gass vil være utgangspunktet. På sikt kan imidlertid en gassbørs bli en aktuell problemstilling også i her i landet på linje med det som skjer i Europa forøvrig. Her hjemme har kraftbørsen NordPool vært en suksess for handelen med elektrisitet. En kunne også tenke seg en børs som håndterte annenhåndsmarkedet for transportkapasitet, men som for handelen med gass for innenlands bruk, antar jeg at antallet aktører i utgangspunktet vil være så lite at bilaterale avtaler vil være den naturlige løsningen. Som tidligere nevnt har imidlertid annenhåndsmarkedet for transportkapasitet i gassledningene på kontinentalsokkelen i stigende grad tatt i bruk den felles markedsplass som drives av operatøren Gassco.

Elektrisitetsmarkedet er spesielt i den forstand at elektrisitet ikke kan lagres, hvilket fører til produksjon og forbruk må være i balanse til enhver tid. Systemansvarlig selskap har derfor en særlig rolle i elektrisitetsforsyningen som ikke gjelder i samme utstrekning gass som – forutsatt tilgang på lager – kan lagres. Det er imidlertid likhetspunkter. Gasskundene vil måtte ha et system for å nominere hvilke gassmengder som vil bli tatt ut til enhver tid og på hvilke steder. Et slikt system krever en operatør som samordner tilførsel og uttak av gass i rørledningsnett (systemoperatør). Dersom det i systemet også inngår gasskraftverk som opererer i samspill med vannkraftbasert kraftproduksjon, antar jeg at dette behovet blir ytterligere forsterket.

Det forhold at et ledningsnett for gass vil betjene mange brukere innebærer også behov for et systemansvarlig operatørselskap som opptrer nøytralt og uavhengig i forhold til aktørene i markedet, jfr. også energilovforskriften § 5A-1(3) som gir slik retningslinje for systemansvarlig for elektrisitetsforsyningen. Et ytterligere pålegg til systemansvarlig etter energilovforskriften er at selskapet ”skal bidra til at overføringsnett bygges ut på en

samfunnsmessig rasjonell måte”, jfr. § 5A -1(6) (”arkitektfunksjonen”). Slik regel bør ha samme relevans for systemansvarlig selskap for gassrør.

ad (ii) Kontrollforskriften.

Gjeldende kontrollforskrift er gitt av NVE med ikrafttreden 1. april 1999 med senere endringer.

Kontrollforskriften omfatter alle konsesjonspliktige produksjons-, nett- og omsetningsselskaper, men bestemmelsene gjelder i stor grad spesielt for nettselskapene. Forskriften gir regler for selskapenes økonomiske og tekniske rapportering til NVE, for inntektsrammene som NVE som regulator fastsetter for nettselskapene og for fastsetting av de netttariffer som gjelder til enhver tid.

Tilpasning av forskriften til EU’s nye elektrisitetsmarkedsdirektiv synes ikke å medføre store realitetsendringer utover endringer av mer redaksjonell karakter samt tilpasning til kravet om at nettvirksomhet skal drives i separat selskap. Det nye direktivet innebærer imidlertid som nevnt at de rammer som energiloven med tilhørende forskrifter gir for elektrisitetsforsyningen, nå i stor grad også vil være en folkerettslig forpliktelse under EØS-avtalen.

Kontrollforskriftens formål fremgår av § 1-1; den skal legge til rette for et samfunnsøkonomisk effektivt kraftmarked og for kontroll av nettvirksomheten som et naturlig monopol. Forskriftens § 2-8 omhandler krysssubsidiert og har forbud mot å belaste nettvirksomheten med kostnader knyttet til konkurranseutsatt virksomhet.

Tilsvarende forbud gjelder flytting av inntekter fra nettvirksomheten til slik virksomhet. I den grad det skjer utveksling av varer og/eller tjenester mellom virksomhetsområdene, skal

dette skje til markedsvilkår.

Forskriftens del IV omhandler inntektssiden for nettvirksomheten. Årlig inntektsramme fastsettes av NVE og denne skal fastsettes slik at inntekten over tid dekker driftskostnader og avskrivninger samt gir rom for en ”rimelig avkastning” på investert kapital, gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet. Satsen for slik rimelig avkastning er risikofri rente med tillegg av risikopremie på 2 %, i dag totalt 7 %. Det foreligger forslag fra NVE om nytt inntektssystem gjeldende fra 2007, herunder forslag om å øke risikopremien til 2,7 %⁴⁴⁾.

Inntektssystemet er laget med sikte på å gi incitament til effektiv drift. Inntektsrammen fastsettes for det enkelte nettselskap av NVE ved enkeltvedtak etter forvaltningsloven. For å ivareta kravet om effektivitet, er det i forslaget til nytt inntektssystem foreslått tatt i bruk visse normtall ved fastsettelsen av inntektsrammen. Systemet innebærer dermed at selskapene ikke er garantert rimelig avkastning som definert ovenfor. Samtidig kan imidlertid kostnadseffektive selskap som opererer bedre enn normen, oppnå høyere avkastning. For å unngå helt urimelige utslag er rammen for selskapenes avkastning satt til minimum 2 % og maksimum 20 %; uten hensyn til det enkelte selskaps effektivitet kan avkastningen bli verken mer eller mindre enn angitt ved disse rammene. Forskriften inneholder også nærmere regler om justering av inntektsrammen knyttet til nyinvesteringer, kompensasjon til kundene for ikke levert energi (KILE), statlige pålegg etc. Etter gjeldende forskrift er inngangsverdiene som danner grunnlag for inntektsrammen gjenstand for revurdering hvert 5. år, men etter det nye forslaget vil inntektsrammen oppdateres årlig.

Kontrollforskriften gir i kapittel 11 særlige regler om inntektsrammen for systemansvarlig nettselskap. Den del av inntektsrammen som knytter seg systemansvaret skal dekke de faktiske kostnadene knyttet til utøvelsen av dette ansvaret, men heller ikke mer.

I Norge er Statnett SF systemansvarlig selskap for elektrisitetsforsyningen. Statnett er samtidig netteier (eier ca. 85 % av sentralnettet⁴⁵⁾) og er dermed såkalt TSO –

Transmission System Operator. Alternativet er at systemansvarlig selskap ikke er netteier, men bare systemansvarlig – ISO (Independent System Operator). Det har gjort seg

⁴⁴⁾ *Kilde: Statnetts kraftrapport 03.05*

⁴⁵⁾ *Kilde: Statnetts årsrapport 2004.*

gjeldende delte oppfatninger om hvorvidt TSO eller ISO er å foretrekke. I Europa er TSO vanlig mens ISO er valgt i Nord-Amerika. Innvendingen mot TSO har vært at systemansvarlig selskap ikke nødvendigvis vil handle nøytralt, men agere til fordel for egne anlegg. Tilhengere av TSO har avvist dette og pekt på fordelene ved at systemansvarlig selskap kjenner de praktiske utfordringer som er knyttet til nettdrift gjennom drift av egne anlegg. I Norge og Europa for øvrig er det dette syn som har vunnet frem.

Det foreligger egen forskrift for systemansvaret av 7.05.02 nr. 448 med senere endringer (systemansvarsforskriften). Forskriften angir i § 4 grunnprinsippene for utøvelsen av dette ansvaret; herunder sikre momentan balanse i kraftsystemet til enhver tid, at systemansvarlig selskap opptrer nøytralt og ikke-diskriminerende, at det utvikles markedsløsninger som sikrer en effektiv utvikling og utnyttelse av kraftsystemet samt at systemansvarlig selskap samordner konsesjonærer og sluttbrukere sine disposisjoner med sikte på å oppnå tilfredsstillende leveringskvalitet og en effektiv utnyttelse av kraftsystemet. For øvrig får forvaltningsloven bare partiell anvendelse for systemansvarlig selskap ved at det for utøvelsen av systemansvaret er gjort unntak fra lovens kapittel IV – VI og VIII, jfr. enl § 5A-1. Systemansvaret setter krav til raske disposisjoner som ikke praktisk kan tilpasses disse sidene av forvaltningslovens saksbehandlingsregler. Lovens regler om habilitet (kap. II) og alminnelige regler om saksbehandlingen (kap. III) gjelder imidlertid for Statnett som systemoperatør som for andre utøvere av forvaltningsmyndighet. Tilsvarende gjelder bestemmelsene i lovens kapittel VII om forskrifter ⁴⁶⁾.

Av kontrollforskriften § 11-1 fremgår at systemansvarlig selskap tildeles én samlet inntektsramme som omfatter kostnader knyttet til egne nettanlegg så vel som kostnader knyttet til systemansvaret. Kostnadstillegget knyttet til utøvelsen av systemansvaret

⁴⁶⁾ *Statnett er som statsforetak ikke underlagt forvaltningsloven, jfr. lov om statsforetak av 30.08.91 nr. 71, § 4. Bestemmelsen i energiloven § 5A-1 knyttet til systemansvarlig selskap har imidlertid forrang (lex specialis).*

fastsettes av NVE ved eget enkeltvedtak.

Inntektsrammen gir utgangspunktet for tariffene for bruk av nettet. Kontrollforskriften del V gir prinsipper og regler for tarifferingen, herunder plikt for nettselskapene til å publisere tariffene og øvrige vilkår for nettbruken. Tariffene skal være punktbaserte knyttet til tilknytningspunktet til ledningsnettet og skal bestå av bruksavhengige tariffledd som sammen med fastledd dekker nettkostnadene som definert i inntektsrammen.

Kontrollforskriften § 17-5 omhandler anleggsbidrag som innebærer at kunder som påfører nettet anleggskostnader som ikke kommer øvrige kunder til gode, selv må bidra til investeringskostnaden. Dette gjelder såkalte radiale nett i motsetning til masket nett der det er vanskelig å isolere fordelene for den enkelte bruker. Ved anleggsbidrag unngås at denne kostnaden blir del av det grunnlag som tariffene beregnes etter og som fordeles på alle brukere av nettet. En annen løsning ville ha resultert i at nettbrukere som ikke drar nytte av slik nyinvestering, likevel ville måtte bidra til å dekke kostnaden.

5. Finansiering av transmisjonsledninger og eierskap til ledningene.

I kraftforsyningen har stat og kommune vært dominerende når det gjelder eierskap av så vel produksjon som ledningsnett og virksomheten var tidligere typisk vertikalt integrert. Som et resultat av energiloven er vertikal integrasjon ikke lenger like dominerende – i første rekke som et resultat av delingen av Statskraftverkene i Statkraft SF og Statnett SF. Kommunalt eide kraftselskaper er også i noen grad solgt, men gjerne til andre offentlig eide aktører og offentlig eierskap dominerer fortsatt.

For gassrørledningene på kontinentalsokkelen var utgangspunktet at de ble vurdert som en integrert del av produksjonsvirksomheten og eierskapet i rørledningene tilsvarte det gassvolum som den enkelte gassprodusent skipet gjennom ledningen basert på de produserende felt som lå til grunn for etableringen av transportsystemet. Også etter gjennomføringen av gassmarkedsdirektivet og etableringen av Gassled og Gassco, er det gassprodusentene som eier transportsystemene. Hvorvidt gassprodusentene også er naturlige og interesserte eiere av gassrørledningsnett på land i Norge er uavklart. Oljeselskapenes krav til avkastning på sine investeringer er imidlertid kjent for å være høyt og vil kunne forhindre at disse viser interesse for å eie slikt ledningsnett.

Utviklingen i Rogaland tyder på at ved tilgang på gass nær potensielle brukere, vil det kommersielle markedet kunne ivareta utbygging av systemer for distribusjon av gassen. Utfordringen er større ved bygging av transmisjonsrør som krever store investeringer. I St. meld. nr. 47 (2003-2004), kap. 5, presenteres kalkyler for transport av gass i rør fra Kårstø

til Grenlands-området. For et tørrgassrør er investeringen beregnet til 2.750 millioner kroner. Med den betalingsvilje som oppgis for gasstransporten kombinert med anslått markedsvolum, er prosjektet beregnet til å ha en negativ nåverdi på 1.800 millioner kroner. Et våtgassrør som også vil gi råstoff til den petrokjemiske industrien i området, angis å ha investeringskostnad på 4.150 millioner kroner og negativ nåverdi på 2.100 millioner kroner. I tidligere nevnte Gassco-rapport som ble overlevert OED 15.12.05 om rørledning fra Kårstø til Østlandet og videre til Vest-Sverige, er investeringsanslaget 8,9 milliarder kroner. Dette tallet knytter seg til et betydelig større prosjekt enn det som ligger til grunn for St.meld. 47 (2003-2004) og investeringsanslagene er derfor ikke sammenlignbare.

Gassco-rapporten, fase I, som nå foreligger, inneholder ikke noen form for lønnsomhetsvurdering og det er derfor for tidlig å uttale seg om det kommersielle grunnlaget for prosjektet.

Finansieringen av en slik ledning vil – dersom den kommer – trolig bli bestemt av leveringspunktet for gassen. En løsning kan være at gassen leveres ved svensk grense, jfr. omtalte utredning ledet av Gassco. Etter en slik modell fremstår transmisjonsledningen i stor grad som et eksportrør på linje med andre ledningssystemer på sokkelen. Rørledningen vil i dette scenariet utgjøre en naturlig del av den sokkelbaserte petroleumssektoren og vil naturlig eies av Gassled med Gassco som operatør, evt. av det/de spesifikke selskap som leverer gassen, og med petroleumsloven og petroleumsforskriften som reguleringsregime. Det naturlige leveringspunkt for gassen til norsk innenlands bruk vil i dette scenariet være langs ledningstraseen, ved overgang fra ”transmisjon” til ”distribusjon”. Leveringspunktet fremstår også som det naturlige grensesnitt mellom petroleumsregimet og den regulering som gjøres gjeldende for landbasert virksomhet.

I Gassco-rapporten omtales tre landingspunkter for grenrør i Norge – Lista, Grenland og Østfold. Dersom resultatet blir som her skissert, er erfaringen fra Rogaland at det bør kunne være grunnlag for rene kommersielle løsninger for den videre utbygging av distribusjonsnett fra landingspunktet for gassen til sluttbrukerne.

Et annet alternativ er at gassen leveres til gasskjøperne på Kårstø. Ved en slik løsning vil ansvaret for den videre transport av gassen hvile på gasskjøperne som da må bygge og finansiere rørledningsnettene frem til de respektive brukersteder. Rørledningen vil delvis gå over land og for øvrig bare i indre farvann. Denne situasjonen faller ikke etter mitt skjønn naturlig inn under petroleumsregimet og reguleres mest hensiktsmessig som annen rørtransport av gass på land.

Det er gjennom årene lagt ned stor innsats i arbeidet med gassalg fra norsk sokkel til Sverige (og Finland). Mangelen på suksess skyldes at volumgrunnlaget ikke har vært tilstrekkelig til å gi akseptabel økonomi. Det utredningsarbeidet som nå pågår vil avklare om denne situasjonen er endret. Dersom gassrør til Sverige ikke lar seg realisere, er spørsmålet om en dedikert norsk løsning som drøftet i St.meld. 47 (2003-2004) er et realistisk alternativ. Det naturlige leveringspunkt for gassen til norske kjøpere vil da være Kårstø og rørledningen herfra vil som anført ovenfor mest naturlig bli å regulere etter naturgassloven og naturgassforskriften, jfr. parallell til energiloven som gjelder landterritoriet og indre farvann. Gassprodusentene vil heller ikke i et slikt scenario være naturlige eiere i sin egenskap av produsenter av gass, men evt. knyttet til andre interesser som for eksempel engasjement nedstrøms. Naturlige eiere vil ellers være brukere av gass, energi- og nettselskaper eller evt. finansielle investorer.

Som vist i St.meld. 47 (2003-2004) vil imidlertid lønnsomheten ved slik transmisjon av gass i rør til Østlandet bli en utfordring. Problemstillingen er ikke ny. Høye investeringskostnader krever store transportvolumer for at lønnsomheten skal bli akseptabel. Når store deler av Vest-Europa i dag har godt utbygget infrastruktur for transmisjon og distribusjon av naturgass, skyldes dette i stor grad en aktiv politikk fra landenes myndigheter med sikte på å fremme bruken av naturgass. Flere virkemidler har vært i bruk, herunder avgiftspolitikken som begunstiget naturgass fremfor andre energibærere så vel som direkte tilskudd eller subsidier. Andre virkemidler har vært lovforbud mot å bruke elektrisitet til oppvarming i nye boliger og tilknytningsplikt til lokalt gassnett. Typisk har også vært at horisontalt og vertikalt integrerte selskaper har hatt monopol på levering

av så vel gass som elektrisitet i "sine" områder med anledning til krysssubsidiering mellom produktene ⁴⁷⁾. For Norge er mulighetene til å bruke slike virkemidler nå mindre som følge av konkurransereglene i EØS-avtalen, herunder spesielt statsstøttereglene og gassmarkedsdirektivet, jfr. nedenfor. Også topografiske forhold og lav befolkningstetthet representerer en utfordring for lønnsomheten ved utbygging av infrastrukturen for utvidet

⁴⁷⁾ Kilde: *St.meld. 9 (2002-2003) "Om innenlands bruk av naturgass mv."*, kap. 3.3.
bruk av gass i Norge.

Dersom statlig økonomisk bidrag viser seg nødvendig for å realisere rørledningsprosjektet og det som tidligere omtalt fortsatt er politisk vilje i Norge til å yte slik støtte, er spørsmålet om konkurransereglene i EØS-avtalen tillater støtte fra staten eller statlig eiet/kontrollert institusjon.

Delrapport til Gassco-rapporten utarbeidet av Statnett, viser at et gasskraftverk lokalisert til Oslo-området medfører at investeringene i ledningsnett for overføring av elektrisitet kan reduseres med ca. 1.000 millioner kroner. Så vel fra en samfunns- som bedriftsøkonomisk synsvinkel innebærer dette at elektrisitetsforsyningen vil kunne bidra med inntil dette beløp for å muliggjøre et slikt gasskraftverk. Stortinget stiller seg som tidligere nevnt positiv til et statlig finansielt engasjement i bygging av infrastruktur for utvidet bruk av gass i Norge, jfr. tidligere omtale av Innst.S. nr. 167 (2002-2003) til gassmeldingen. Dersom gasskraftverk blir en del av løsningen for å føre naturgass til Østlandet, kan det på en slik bakgrunn synes naturlig å bruke Statnett som instrument for å realisere prosjektet – dersom man ikke når frem på rent kommersielt grunnlag uten å skjele til annet enn rene gassinteresser. Det foreligger også presedens for at staten går inn med tilskudd til prosjekt som det er samfunnsøkonomisk ønskelig å gjennomføre, selv om den kommersielle aktør ikke finner lønnsomheten tilfredsstillende ⁴⁸⁾. Spørsmålet er om slik støtte til utbygging av infrastruktur for naturgass som her antydnet, vil være i strid med EØS' konkurranseregler. Det bemerkes i denne sammenheng at nevnte presedens for Statkraft fra 1992 ikke lenger er relevant ettersom denne skriver seg fra før EØS-avtalens ikrafttreden.

EØS-avtalens regler om statsstøtte fremgår av EØS-avtalen del IV, kapittel 2. Etter artikkel 61, 1. ledd, er – med de unntak som angitt – enhver statsstøtte som er eller truer med å være

⁴⁸⁾*Eksempelvis statlig støtte til Statkraft SF for å ferdigstille utbygging av Svartisen; en utbygging som foretakets styre ville stoppe pga. svak lønnsomhet, men som staten ønsket gjennomført av hensyn til sysselsettingen i området (jfr. St.prp. 20 (1992-93), s. 8 og 9).* konkurransevridende, forbudt i den utstrekning støtten påvirker samhandelen mellom partene.

Det er fem vilkår som gjøres til gjenstand for vurdering i EØS-sammenheng ved vurderingen om statsstøtte er forbudt etter avtalens artikkel 61, 1. ledd, eller ikke. Disse vilkårene er som følger:

- (i) Det må være et element av støtte.
- (ii) Støtten må være gitt av staten eller av offentlige midler.
- (iii) Støtten må vri konkurransen eller true med å vri denne.
- (iv) Støtte må begunstige enkelte foretak eller produksjonen av enkelte varer.
- (v) Støtten må være egnet til å påvirke samhandelen mellom EØS-landene.

Vilkårene er kumulative slik at alle må oppfylles for at støtten skal være i strid med EØS-avtalen. Vurderingen er streng; knyttet til vilkår (iii) er det nok at støtten *kan* vri konkurransen og under vilkår (iv) er det nok at det foreligger *mulighet* for slik påvirkning

⁴⁹⁾.

Første tema for vurderingen etter ovenstående er om kraftforsyningen vil kunne bidra økonomisk til bygging av gassrørledning til Østlandet med et beløp som tilsvarer det som derved spares i investeringer i kraftledningsnett. Statnett SF, heleiet av staten, vil være den aktør som omfordeler sine investeringsmidler. Etter vilkårene som må vurderes er de første spørsmålene da om dette er å anse som ”støtte” ytet av ”staten” eller ”offentlige

midler”. Det fremgår av EØS-avtalen artikkel 59 at konkurransereglene ikke kan omgås ved å gjøre bruk av andre statskontrollerte kanaler enn staten direkte; dersom et organs handlinger på bakgrunn av en formell betraktning kan ”tilregnes” staten, vil økonomiske bidrag fra organet i forhold til EØS-avtalen artikkel 61, 1. ledd, vurderes som om det var

⁴⁹⁾ *Veileder i offentlig støtte utgitt av Nærings- og handelsdepartementet, (2000).*

foretatt av staten selv ⁵⁰⁾. Statnett vil således i den sammenheng som behandles her, likestilles med staten.

Tarifferingen i kraftnettet er beskrevet tidligere og som det fremgår av beskrivelsen, bæres kostnadene knyttet til kraftnettet av alle brukere av nettet. Systemet er regulert av myndighetene, men det skjer ingen subsidiering fra det offentlige side og avkastningen på investert kapital – 7 % som er foreslått oppregulert til 7,7 %, jfr. side 39 foran – må kunne karakteriseres som markedsbasert. For å avgjøre om tilførsel av midler til en virksomhet fra det offentlige representerer støtte, har EF-domstolen, EU-kommisjonen og EFTA’s overvåkingsorgan ESA utviklet det såkalte markedsinvestorprinsippet (”the market investor test”). Prinsippet betyr at en investering som gjøres av det offentlige ikke utgjør statsstøtte dersom investeringen er foretatt på markedsmessige vilkår – det må kunne påregnes markedsmessig avkastning på den kapital som skytes inn. Dersom Statnett oppnår samme resultat ved å investere i gassrørledningen som selskapet ville ha gjort ved å forsterke eget kraftledningsnett, vil markedsinvestorprinsippet i henhold til dette være oppfylt.

Konklusjonen er etter mitt skjønn at investeringsstøtte fra Statnett begrenset til den besparelse som oppnås i de ellers nødvendige investeringer i kraftledningsnettet, ikke faller inn under statsstøttebegrepet.

De fem vilkårene som skal vurderes er som nevnt kumulative og når konklusjonen her er at det i denne situasjonen ikke er snakk om statsstøtte, rammes ikke bidrag fra

kraftforsyningen som her drøftet av artikkel 61, 1. ledd. De øvrige vilkårene vil derimot etter min vurdering alle ramme et bidrag av denne karakter, jfr. nedenfor.

Det fremgår av det refererte tallmaterialet i St.meld. 47 (2003-2004) at fremføringen av gassrør til Østlandet kan ha behov for støtte utover det som evt. kan komme fra kraftforsyningen etter den her omtalte modellen.

⁵⁰⁾ *Sejersted... (et al.): "EØS-rett", (2004), s. 595.*

Direkte støtte fra staten som forespeilet av Stortinget i Innst. 167 (2003-2004) rammes etter mitt skjønn av alle fem vilkårene som er referert ovenfor knyttet til artikkel 61, 1. ledd. Naturgass befinner seg i et konkurranseutsatt marked med konkurranse mellom ulike energibærere som gass, elektrisitet, ulike oljeprodukter, bioenergi, etc. Statsstøtte til bygging av gassrørledningen vil representere en subsidiering av gasskjøperne ved at staten bærer en andel av transportkostnaden. Støtten vil vri konkurransen i favør av naturgass; støtten gir en fordel til gass som ikke kommer de andre konkurrerende energibærere til del. Det kan heller ikke utelukkes at tilgangen til "billig" gass kan påvirke samhandelen mellom EØS-landene ved at norskproduserte produkter som følge av statsstøtten blir mer konkurransedyktige. Konklusjonen er at alle vilkårene for at statsstøtte etter EØS-avtalen § 61, 1. ledd, er forbudt, foreligger.

Neste spørsmål er om unntakene fra forbudet mot statsstøtte som fremgår av artikkel 61, 2. og 3. ledd, kan gjøres gjeldende. Unntakene i 2. ledd gjelder støtte av sosial karakter og knyttet til naturkatastrofer og er åpenbart ikke anvendelige. Etter 3. ledd kan støtte godkjennes under nærmere angitte forutsetninger. Avgjørelsen tilligger i så fall ESA. Bestemmelsene i litra a) og b) gjelder regional støtte til områder som ligger tilbake i økonomisk utvikling samt støtte til prosjekt av felles europeisk betydning og har ikke relevans knyttet til støtte til gassrørledning som drøftes her. Litra c) og d) kan evt. gi den nødvendige begrunnelse, men jeg er ikke kjent med at det foreligger presedens som dekker den norske situasjonen knyttet til gassrørledning. Etter litra c) er formålet å lette utviklingen av enkelte næringsgrener eller på enkelte økonomiske områder, men bare under

den forutsetning at støtten ikke endrer vilkårene for samhandelen i et omfang som er i strid med felles interesser. Denne siste formuleringen fordrer at ESA i forbindelse med evt. innvilgelse av unntak, vil måtte foreta en antatt omfattende analyse av konsekvensene av støtten ikke bare i det land der støtten gis, men også i de øvrige EØS-land. EF-domstolen har tolket bestemmelsen i litra c) til å gi hjemmel for støtte til regioner som har dårligere økonomisk utvikling enn andre regioner innen samme medlemsstat. I norsk sammenheng passer dette åpenbart ikke for Østlandet. Litra d) gir EØS-komiteén kompetanse til å vedta at også andre støtteformer enn de som følger av litra a) – c) kan tillates. Bestemmelsen har imidlertid vært restriktivt anvendt og støtte med hjemmel i bestemmelsen har bare vært gitt til skipsbyggingsindustrien ⁵¹⁾.

Min konklusjon av denne korte gjennomgangen er at EØS-aksept av statsstøtte til transmisjonsrør for naturgass til Østlandet, neppe vil være mulig å oppnå.

Spørsmålet må også vurderes på bakgrunn av reglene i elektrisitets- og gassmarkedsdirektivet. Direktivene inneholder i henholdsvis artikkel 19, punkt 3, og artikkel 17, punkt 3, forbud mot krysssubsidiert og konkurransevridding. Angjeldende artikler har overskriften ”regnskapsmessig skille” og gjelder vertikalt integrerte selskaper. Formålet er å kunne isolere det økonomiske resultat som genereres av transmisjons- og distribusjonsvirksomheten for derved å kunne kontrollere at slik monopolartet virksomhet ikke subsidierer annen konkurranseutsatt virksomhet som drives i samme selskap. Dette er et annet formål enn hva gjelder støtte til gassrør i form av statsstøtte eller at gassrøret godskrives den kostnadsbesparelse det medfører for kraftnettet.

I forhold til markedsdirektivene finner jeg ikke at støtte til gassrørledningen er i strid med EØS-regelverket.

⁵¹⁾ *Sejersted...(et al): "EØS-rett", (2004), s. 617 – 619.*

6. Fremtidig regime for nettbasert transport av gass på land i Norge.

Spørsmålene knyttet til et fremtidig regime for gassledningsnett på land i Norge krever avklaring i flere sammenhenger:

- hvilke endringer kreves som følge av det nye EU-direktivet og hvilke øvrige endringer i gjeldende regulering ville det i samme omgang være hensiktsmessig å foreta?
- hvordan skal regulatorfunksjonen ivaretas?
- hva med systemoperatørfunksjonen?

6.1 Endringer knyttet til gjennomføring av nytt EU-direktiv.

Som følge av vedtaket i desember 2005 om å innlemme det nye gassmarkedsdirektivet (2003/55/EF) i EØS-avtalen, er Norge folkerettslig forpliktet til innen en periode på 6 måneder å vedta nasjonal lovgivning som gjennomfører direktivet i norsk rett⁵²⁾. Saken er nå fremmet for Stortinget i St.prp. 52 (2005-2006) og Ot.prp. 57 (2005-2006)⁵³⁾.

⁵²⁾ *EØS-avtalen inneholder ingen konkret tidsfrist for EFTA-landene til å inkorporere direktiver og forordninger i sin interne rettsorden, jfr. EØS-avtalen artikkel 7. Avtalen fastsetter imidlertid i artikkel 103, 2. ledd, tidspunktet for den folkerettslige ikrafttreden til 6 måneder etter vedtaket i EØS-komiteén. På denne bakgrunn, jfr. presumsjonen om at*

norsk rett er i samsvar med landets folkerettslige forpliktelser, er tolkningen at Norge har frist på de samme 6 måneder for å bringe sin interne rettsorden på linje. (Moen/Dyrland: "EU's gassmarkedsdirektiv" (2001), s. 18).

⁵³⁾ Selv om unntak fra enkelte bestemmelser i direktivet medfører at lovendring ikke er nødvendig på det nåværende tidspunkt, er samtykke etter Grunnloven § 26 av helheten likevel nødvendig. Det må følge av at unntaket er midlertidig og Norge således folkerettslig forpliktet til å gjennomføre de nødvendige lovendringer på et senere tidspunkt.

Tiden kunne imidlertid etter mitt skjønn også være inne til å foreta en større gjennomgang av reguleringsregimet for innenlands bruk av gass; altså en vurdering som går utover det minimum som må til for å tilfredsstille de meget begrensede krav som gassmarkedsdirektivet stiller når Norge nå velger å basere seg på unntak fra de sentrale direktivbestemmelsene.

Gjennomgangen av reguleringsregimet av nettselskapene for transport av elektrisitet og for Gassco, viser stor grad av sammenfall. Disse regimene bør etter mitt skjønn være et godt utgangspunkt for regulering av gassrørledninger på land i Norge. Det fremgår imidlertid av Ot.prp. 57 (2005-2006) at norske myndigheter har valgt foreløpig ikke å foreta noen mer omfattende revisjon av reguleringsregimet for innenlands bruk av gass. Det uttales i odelstingsproposisjonen, jfr. forslag til ny § 7 i naturgassloven, at behovet for nærmere lovregulering på området skal vurderes innen 2014 – dvs. fristen for unntaket etter gassmarkedsdirektivet artikkel 28, punkt 2. Bestemmelsen erstatter § 5 i gjeldende naturgasslov som fastslår etterkontroll etter 5 år – dvs. innen 2007.

Spørsmålet om allerede nå å tilpasse reguleringsregimet for transport av naturgass til primærreglene i EU's gassmarkedsdirektiv, er etter min vurdering også knyttet til hvordan gassrørledningene blir finansiert. Blir resultatet at kraftforsyningen bidrar vesentlig til finansieringen som drøftet i kapittel 5 ovenfor, vil det etter mitt skjønn være en naturlig konsekvens at markedsåpningen går lenger enn når eierne av rørledningen forestår finansieringen fullt ut. Ved investeringsbidraget fra kraftforsyningen har samfunnet

representert ved kjøperne av elektrisitet gjennom sin betaling av nettleie i realiteten deltatt i investeringen. Dersom eierne av gassrørledningen har båret investeringen alene, vil regelverket på den annen side måtte utformes slik at investorene gis den trygghet som kreves for at investeringen faktisk foretas. Dette er da også begrunnelsen for de unntak som gassmarkedsdirektivet åpner for.

Ved full implementering av gassmarkedsdirektivet i norsk rett, gjør likheten med elektrisitetsdirektivet det til et naturlig alternativ å gjøre energiloven gjeldende også for naturgass. En nærliggende løsning ville være at nødvendige spesialbestemmelser for gass gis i et eget kapittel på linje med kapittel 5 om fjernvarmeanlegg i dagens energilov.

Så vel gjeldende regulering med grunnlag i naturgassloven som det forslag om endringer som nå foreligger er som tidligere anført lite spesifikt og overlater stor avgjørelsesmyndighet til forvaltningsskjønn. Dette skjønnnet må selvsagt utøves innen de rammer som forvaltningsloven og forvaltningsmessige prinsipper setter, herunder forbud mot myndighetsmisbruk (krav om saklighet, likhet og proporsjonalitet og forbud mot vilkårlighet og vektlegging av utenforliggende hensyn). Mangelen på presise regler må imidlertid medføre usikkerhet for aktørene. Den erfaring som nå er vunnet med bruk av naturgass på land i Norge – og kanskje viktigst – med de mange planene om ytterligere bruk, gjør at tiden burde være moden for en mer presis lovgivning som ikke i samme utstrekning overlater avgjørelsesmyndighet til forvaltningsskjønn. Likhetspunktene med reguleringsregimet for elektrisitet og for gasstransport på kontinentalsokkelen, bør kunne gi det nødvendige beslutningsmessige grunnlag for lovgiver. Ønskeligheten av mer presis lovgivning synes imidlertid ikke å ha vært vurdert i det forslag til lovendringer som nå foreligger. Spørsmålet om større grad av forutsigbarhet er for øvrig uavhengig av graden av markedsåpning, herunder form for tredjepartsadgang. I det nye forslaget om endring av naturgassloven utvides faktisk adgangen til skjønnsmessig avgjørelse fra forvaltningens side; gjeldende lov gir i § 3 naturgassforetak og kvalifiserte kunder rett til adgang til ledningsnett mens den nye formuleringen er at myndighetene kan bestemme slik adgang.

6.1.1 Regulatorfunksjonen.

I gjeldende naturgassforskrift er departementet tillagt regulatorfunksjonene.

Gassmarkedsdirektivet fra 1998 innholdt ingen bestemmelse om slik funksjon. Det nye direktivet fra 2003 har derimot i artikkel 25 utførlige bestemmelser om regulator og dennes oppgaver. Unntak etter bestemmelsen om marked under oppbygging medfører ikke unntak fra bestemmelsen om regulatorfunksjonen og kravene til denne vil naturlig måtte reflekteres i en revidert naturgassforskrift. Regulator skal sikre at det ikke skjer forskjellsbehandling og at markedet er effektivt og konkurransepreget. Regulator pålegges i denne sammenheng å overvåke en rekke nærmere spesifiserte forhold, herunder graden av gjennomsiktighet og konkurranse i markedet (artikkel 25, punkt 1 (h)). Resultatet av overvåkingsvirksomheten skal gjøres offentlig tilgjengelig, hvilket i seg selv bidrar til transparens i markedet. Regulator har ansvaret for fastsette tariffene, eller som et minimum, godkjenne de metoder som legges til grunn for tarifferingen. Det fastslås at tariffene skal være slik utformet at ledningsnettets (økonomiske) levedyktighet sikres. Regulator er gitt påleggskompetanse til å endre vilkår som gjøres gjeldende for bruk av ledningsnettet og har ansvaret for tvisteløsning.

Gassmarkedsdirektivets artikkel 25 fastslår innledningsvis at regulator skal være ”totalt uavhengig” av (økonomiske) interesser i gassindustrien. I gjeldende naturgassforskrift er departementet (OED) tildelt regulatorfunksjonene. Spørsmålet er da om departementet tilfredsstiller kravet om total uavhengighet. Med bakgrunn i at OED også er eierdepartement for de største gassprodusentene på norsk kontinentalsokkel, Petoro og Statoil, og Statoil dessuten har omfattende interesser knyttet til bruk av gass på land i Norge, tilfredsstiller ikke OED etter mitt skjønn direktivets krav om uavhengighet.

Unntak fra direktivet etter artikkel 28, punkt 2, gir ikke dispensasjon fra artikkel 25 og bestemmelsene om regulatorfunksjonen må inkorporeres i norsk lov eller forskrift.

Spørsmålet er da om det må bygges opp en ny regulatorfunksjon eller om det er grunnlag for å bygge på eksisterende organisasjoner. Siste alternativ har åpenbart

transaksjonsøkonomiske fordeler og bør bli resultatet.

I teorien kan flere løsninger være tenkelige, men NVE peker seg etter min vurdering ut som den naturlige kandidat som regulator også for landbasert bruk av gass. I tillegg til OED, utøver Petroleumstilsynet og Oljedirektoratet regulatorfunksjoner for gassvirksomheten på kontinentalsokkelen og kunne evt. også komme i betraktning. Den virksomhet som er tillagt disse organene er imidlertid i første rekke av teknisk karakter og skiller seg så sterkt fra de oppgaver som tillegges regulator etter gassmarkedsdirektivet at valg av noen av disse institusjonene som regulator for landbasert gasstransport fremstår som lite naturlig. OED uttaler da også i St.prp. nr. 9 (2002-2003), kap. 9.3.2 (side 67) , at det tas sikte på å delegere regulatoroppgaven til NVE.

Konklusjonen synes naturlig ut fra flere hensyn. Landbasert bruk av elektrisitet og gass har mange likhetspunkter. Elektrisitets- og gassmarkedsdirektivene er som det fremgår av det som er gjennomgått tidligere så sammenfallende at reguleringsregimet blir svært likt. Dette vil gjelde i mindre grad dersom Norge – som nå foreslått – vil påberope seg unntak etter regelen om gassmarked under oppbygging, men vil komme uansett når overgangsfasen er tilbaketrukket. Naturgass vil også få tilknytning til elektrisitetssektoren ved at det nå synes rimelig klart at gasskraftverk vil komme til å spille en rolle i norsk elektrisitetsforsyning. Fra min side er det også antydning at lovverket bør kunne bli sammenfallende ved at energiloven tar opp i seg naturgassloven når denne etter hvert skal tilpasses EU's gassmarkedsdirektiv. Et ytterligere argument er at det for begge produkters vedkommende er snakk om nettbasert transport som utgjør naturlige monopoler.

I sum synes NVE å peke seg ut som den naturlige regulator for rørtransport av gass på land i Norge på samme måte som for elektrisitet.

6.1.2 Systemoperatør for ledningsnett.

Organisering av driften av en (eller flere) landbaserte rørledninger for gass vil naturlig

bestemmes av finansiering og eierskap av ledningen(e). Operatør antas å ville bli utpekt blant eierne, evt. at eierne danner et eget operatørselskap. Dersom ledningene er enkeltstående – altså ikke sammenkoblet med andre ledninger som opereres av andre – kan det heller ikke være behov for noen særskilt systemoperatør.

Et transmisjonsrør for gass fra Kårstø til Østlandet med finansielt bidrag fra kraftforsyningen som omtalt i kap. 5 ovenfor, vil etter min vurdering naturlig få Statnett som stor eier. Dersom gassledningen også – som jeg tror vil måtte skje hvis transmisjonsrøret skal komme – leverer gass som ”feed stock” til gasskraftverk, vil muligens den mest elegante løsningen være at transmisjonsledningen er heleiet av Statnett tilsvarende situasjonen for sentralnettet i elektrisitetsforsyningen.

Et transmisjonsrør fra Kårstø til Østlandet vil etter all sannsynlighet bli koblet opp mot ulike distribusjonsnett langs traséen. Et slikt system synes å ha likhetspunkter med elektrisitetsforsyningen med et sentralnett og underliggende regional- og distribusjonsnett som er tilkoblet sentralnettet. Et slikt system vil kreve en systemoperatør som koordinerer gassflyten i det totale systemet. Resonnementet leder naturlig til valg av Statnett til denne rollen. En ytterligere grunn for valg av Statnett, er at reguleringsregimet for elektrisitet og naturgass er svært likt og at det synes sannsynlig at NVE utpekes som regulator også for bruk av naturgass i fastlands-Norge. Det bør være transaksjonsøkonomiske gevinster å hente ved at NVE har samme aktør å forholde seg til både med hensyn til elektrisitet og gass. Alternativet til Statnett ville kunne være et annet nettselskap som ble hovedeier i gassrøret.

På bakgrunn av sin erfaring som operatør for Gassled, ville evt. Gassco være en alternativ mulighet som systemoperatør også for et slikt transmisjonsrør til Østlandet. En slik løsning er imidlertid etter mitt skjønn ikke like naturlig. Gassco er representant for gasselgerne og vil kunne komme i en vanskelig situasjon som representant også for den andre siden, gasskjøperne. Med mindre Gassco skal endre karakter til også å inneha eierrollen, vil ikke selskapet være eier av noen andel i transmisjonsrøret, altså ISO i motsetning til TSO for

Statnett (jfr. omtalen av disse begrepene på side 39/40 ovenfor). Som tidligere omtalt taler bl.a. hensynet til kostnadseffektivitet for TSO-modellen; i Norge har det vært en gjennomgående oppfatning at operatøren også bør være eier av ledningsnettet og dagens Gassco-modell er i så måte unntaket.

Med hensyn til tekniske tjenester knyttet til drift av gassrørledningene i Gassled, leveres disse av underleverandører til Gassco (Statoil m. fl.). Kjøp av tekniske tjenester vil kunne fortsette uansett valg av systemoperatør.

Dersom gassen til Østlandet kommer ved grenrør fra et større transmisjonsrør til Vest-Sverige, er bildet etter mitt skjønn noe forskjellig. Transmisjonsrøret vil da fremstå som en del av det øvrige rørledningssystemet for eksport av gass fra norsk sokkel med Gassco som systemoperatør, evt. operatøren for det felt som leverer gassen dersom røret ikke innlemmes i Gassled. Systemoperatør for distribusjonsledningene som knyttes til transmisjonsledningen vil naturlig utpekes av eier av distribusjonsnettene. Behovet for en felles systemoperatør oppstår bare i den utstrekning nettene kobles sammen.

7.0 Oppsummering og konklusjon.

Det er grunn til å anta at Norge står på terskelen til utvidet bruk av naturgass på fastlandet, så vel for kraftgenerering som til industriell anvendelse. I tid faller dette sammen med at Norge gjennom EØS har sluttet seg til EU's gassmarkedsdirektiv fra 2003 (2003/55/EF) og vil måtte tilpasse norsk intern lovgivning til det nye direktivet.

Gjeldende naturgasslov og naturgassforskrift er preget av liten erfaring med bruk av naturgass i fastlands-Norge og er i utstrakt grad et rammeverk med stort rom for forvaltningens skjønnsutøvelse. Av foreliggende forslag om lovendring knyttet til EU's nye gassmarkedsdirektiv, jfr. Ot.prp. 57 (2005-2006), fremgår at norske myndigheter foreløpig ønsker å videreføre denne formen for rammelovgivning.

Det er i Norge bred erfaring med regulering av transport av elektrisk kraft og tilsvarende for gasstransport på kontinentalsokkelen. Det er min vurdering at dette regelverket bør kunne danne et godt utgangspunkt for allerede nå å utarbeide et mer detaljert reguleringsregime for gassrørledninger i fastlands-Norge som er tilpasset det nye gassmarkedsdirektivet og med mindre rom for diskresjonært forvaltningsskjønn enn det som er dagens situasjon. På lovs nivå er et alternativ å samordne naturgassloven med energiloven, for eksempel ved å tilføye et nytt kapittel om naturgass tilsvarende dagens kapittel 5 om fjernvarmeanlegg. På forskriftsnivå foreligger det detaljerte forskrifter for kraftforsyningen så vel som kapittel 9 i petroleumsforskriften for gassrørledningene på

kontinentalsokkelen. Disse bør kunne gi gode føringer for det mer detaljerte reguleringsregimet for nettbasert transport av naturgass i fastlands-Norge.

Spørsmålet om eierskap av gassrørledninger på land og evt offentlig engasjement i prosjektet, knytter seg til evt. transmisjonsrør som krever store investeringer og der lønnsomheten i utgangspunktet ikke tilfredstiller de krav som settes av kommersielle aktører. For lokale distribusjonssystemer er erfaringen fra Rogaland at kommersielle aktører ivaretar utbyggingen.

Eierskapet til transmisjonsrøret vil naturlig være betinget av leveringspunkt for gassen. Dersom gassen leveres kjøper ved inngang distribusjonssystemet – evt. ved svensk grense som er et alternativ som utredes – vil gasselger høyst sannsynlig også være eier av rørledningen og ha forestått den nødvendige investering på linje med det som er mønsteret for de øvrige eksportrørledningene på norsk kontinentalsokkel.

Dersom levering skjer på punktet for ilandføring (Kårstø), er det gasskjøperne som må ivareta transporten videre. For prosjektet som også forutsettes å levere gass til Sverige, foreligger det foreløpig ingen økonomisk kalkyle. Foreliggende beregninger viser imidlertid at for et system som bare betjener det norske markedet, er kjøpernes betalingsevne for denne transporten for liten. Et gasskraftverk på Østlandet kan imidlertid erstatte ellers nødvendige nettinvesteringer for kraftbransjen med i størrelsesorden 1 milliard kroner. Bransjen vil på slikt grunnlag kunne bidra med inntil dette beløp til gassrørledningen, forutsatt gasskraftverk. Dette vil ikke stride mot EØS-avtalen. Stortingets uttalte vilje til å bidra med statsstøtte til utbygging av infrastruktur for innenlands bruk av naturgass, rammes derimot av EØS-avtalens konkurranseregler. Dersom gasskraftverk blir en del av løsningen og Statnett SF på vegne av kraftbransjen bidrar til investeringen som antydnet, fremstår statsforetaket som den naturlige hovedeier – evt. eneeier – av gassrørledningen.

Drift av transmisjonsledningen med distribusjonsledninger som er knyttet til denne, krever en systemoperatør som regulerer gasstrømmen. Dersom transmisjonsrøret eies av gasselger

og kjøper overtar gassen ved overgang til distribusjon – evt. ved svensk grense – vil ordningen være sammenlignbar med sokkelregimet og Gassco fremstår som naturlig systemoperatør. Overtar kjøper gassen på ilandføringssted (Kårstø), blir situasjonen etter mitt skjønn en annen. Den naturlige systemoperatør vil da være eierselskapet for transmisjonsrøret. Med Statnett SF som hoved- eller evt. eiere, vil statsforetaket være det naturlige valg som systemoperatør for gasstransporten slik foretaket også er for elektrisitetsforsyningen.

Gjeldende norsk reguleringsregime for bruk av naturgass i Norge legger regulatorfunksjonen til departementet (OED). Det nye gassmarkedsdirektivet krever at regulator skal være totalt uavhengig av økonomiske interesser innen gassindustrien. OED er "eierdepartement" for våre største gassprodusenter Statoil og Petoro og har dermed ikke den nødvendige uavhengighet til gassindustrien. Som tidligere konkludert bør reguleringsregimet for landverts bruk av naturgass få mange likhetspunkter med reguleringsregimet for elektrisitetsforsyningen, og naturlig regulator også for denne sektoren er etter min vurdering NVE. Dette synes også å være OED's vurdering.

